



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Sviluppo dell'architettura di un CCI per il controllo di una  
UVAM aggregata su una rete di benchmark sperimentale

Relatore: Prof. Fabio Bignucolo

Correlatore: Ing. Riccardo Clementi

STE Energy S.r.l.

Studente: Marotto Alessandro

Matricola:2004220

Anno Accademico 2022/2023



# Indice

<b>1. Quadro regolatorio sul dispacciamento dell'energia .....</b>	<b>11</b>
1.1 Contesto europeo e nazionale del sistema energetico .....	11
1.2 La necessità di un testo di riferimento per il dispacciamento .....	13
1.3 Riforme per il dispacciamento .....	14
1.4 I servizi ancillari globali .....	15
1.4.1 Servizi ancillari per il bilanciamento .....	16
1.4.2 Servizi ancillari non relativi alla frequenza .....	19
1.4.3 Servizio di modulazione straordinaria .....	19
1.5 I mercati dell'energia elettrica .....	20
1.5.1 Il System Marginal Price .....	21
1.5.2 Il Mercato elettrico .....	23
1.5.3 Il Mercato dei Servizi .....	24
<b>2. L'apertura del mercato a più utenti.....</b>	<b>27</b>
1.6 Nuovo mix energetico e l'inadeguatezza delle risorse che partecipano all'MSD.....	27
1.6.1 Il carico residuo e la necessità di un energy-shifting .....	29
1.6.2 Nuove misure necessarie per la decarbonizzazione .....	30
1.7 Partecipazione al MSD di nuove risorse .....	32
1.8 Progetto pilota UVAM .....	33
1.8.1 Requisiti minimi per la creazione delle UVAM .....	34
1.8.2 Architetture di controllo e gestione dell'UVAM.....	36
<b>3. Controllore centrale d'impianto .....</b>	<b>37</b>
1.9 Funzionalità e campi di applicazione.....	37
1.9.1 Funzioni del CCI .....	37
1.10 Prestazioni funzionali.....	38
1.10.1 PF1 obbligatorie .....	39
1.10.2 PF2 opzionali.....	39
1.10.3 PF3 facoltative.....	39
1.10.4 Gestione delle Priorità .....	40
1.11 Riferimenti dei setpoint.....	40
1.12 Requisiti del controllo .....	41
1.12.1 Anelli di regolazione .....	41
1.12.2 Requisiti richiesti per la regolazione $\cos\phi=f(P)$ .....	43
1.12.3 Requisiti richiesti per la regolazione $Q=f(V)$ .....	44
1.12.4 Limitazione di P per valori della tensione prossimi al 110% di $U_n$ .....	45
1.12.5 Richiesta di un setpoint di P al PdC.....	45

<b>4.</b>	<b>Sviluppo dell'architettura del CCI e implementazione su una rete di benchmark.....</b>	<b>47</b>
1.13	La rete di benchmark.....	47
1.13.1	Topologia della rete.....	47
1.13.2	Linee.....	49
1.13.3	Le cabine primarie.....	50
1.13.4	I carichi.....	51
1.13.5	La generazione distribuita.....	51
1.14	I modelli dei generatori.....	52
1.14.1	Generatori sincroni.....	53
1.14.2	Fotovoltaico.....	56
1.15	Sviluppo del modello del CCI.....	58
1.15.1	Implementazione delle PF1.....	58
1.15.2	Implementazione delle PF2 e PF3.....	60
1.16	Sviluppo del modello di un algoritmo per la gestione dell'UVAM.....	70
<b>5.</b>	<b>Validazione degli algoritmi sviluppati e problematiche riscontrate.....</b>	<b>75</b>
1.17	Validazione dell'aggregatore.....	75
1.18	Validazione del CCI.....	77
1.19	Test e validazione delle PF.....	77
1.19.1	Setpoint di Q e $\cos\phi$ al generatore sincrono e verifica del calcolo sulla capability.....	78
1.19.2	Modalità $\cos\phi(P)$ .....	80
1.19.3	Modalità Q(V).....	82
1.19.4	Intervento del limite di potenza attiva per $V=110\%$ .....	83
1.20	Limiti e problemi riscontrati sul CCI.....	84
<b>6.</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>89</b>
<b>7.</b>	<b>Bibliografia.....</b>	<b>91</b>

## ELENCO DELLE FIGURE

Figura 1.1. Rete tradizionale e rete in evoluzione [3].....	11
Figura 1.2 La filiera del sistema elettrico nazionale [4].....	12
Figura 1.3. Funzionamento del sistema elettrico [6].....	13
Figura 1.4. Il ridispacciamento secondo il TIDE [21] .....	16
Figura 1.5. Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente [23].....	17
Figura 1.6. Campo di funzionamento ammissibile per Sardegna e Sicilia quando non è interconnessa al continente [23].....	17
Figura 1.7. La nuova nomenclatura dei servizi ancillari per la frequenza [21].....	18
Figura 1.8. Tempi di attivazione ed erogazione delle riserve di frequenza [24].....	18
Figura 1.9. Servizio di modulazione straordinaria secondo [21] .....	20
Figura 1.10. Articolazione dei Mercati per l'energia elettrica secondo [22].....	21
Figura 1.11. Zona di collocamento del System Marginal Price [28] .....	21
Figura 1.12. Ordine di merito teorico per gli impianti di produzione di energia [29].....	22
Figura 1.13. Andamento del PUN dal 2020 ad oggi su dati del GME [30] .....	22
Figura 1.14. Andamento del prezzo del gas sulla borsa europea [31].....	22
Figura 1.15. Approvvigionamento dei servizi ancillari sui mercati [21] .....	24
Figura 2.1. Mix energetico della copertura della domanda di elettricità sulla rete [34].....	27
Figura 2.2. Evoluzione della curva del carico residuo [25] .....	29
Figura 2.3. Evoluzione della capacità energetica in GWh degli accumuli al netto di pompaggi esistenti [6].....	30
Figura 2.4. Misure e soluzioni necessarie per raggiungere il completo phase-out dal carbone entro il 2025 [36].....	30
Figura 2.5. Rappresentazione della capacità delle risorse a fornire i servizi di regolazione [6] .....	31
Figura 2.6. Nuove risorse abilitate nel mercato dei servizi [36] .....	31
Figura 2.7. Grado di apertura dell'MSD alle risorse distribuite [36] .....	32
Figura 2.8. Modalità di invio dei dati di misura a Terna [42].....	36
Figura 3.1. Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali [44].....	38
Figura 3.2. Schema semplificato della soluzione impiantistica di un CCI [44] .....	39
Figura 3.3. Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e sistema di accumulo [44] .....	41
Figura 3.4. Schema a blocchi degli anelli di regolazione da implementare nel CCI [44] .....	42
Figura 3.5. Curva di regolazione richiesta del $\cos\varphi = f(P)$ [44].....	43
Figura 3.6. Curva di regolazione richiesta del $Q = f(V)$ [44].....	44
Figura 4.1. Topologia della rete di distribuzione di benchmark in MT [47].....	48
Figura 4.2. Configurazione radiale della rete di distribuzione di benchmark usata per le simulazioni.....	48
Figura 4.3. Geometria delle linee aeree e in cavo della rete [47].....	49
Figura 4.4. Profili giornalieri dei carichi sulla rete [47].....	51
Figura 4.5. Disposizione dei generatori nella rete di benchmark.....	52
Figura 4.6. Frame per la Generazione Distribuita.....	53
Figura 4.7 Controllo del generatore per riferimenti di id e iq.....	54
Figura 4.8. Frame dell'impianto fotovoltaico modificato .....	56
Figura 4.9. Schema semplificato del modello del fotovoltaico implementato su DPF [48].....	57
Figura 4.10. Schema a blocchi per l'acquisizione delle misure .....	58
Figura 4.11. Simulazione delle misure acquisite .....	59
Figura 4.12. Simulazione dettagliata delle misure acquisite .....	59
Figura 4.13. V-model concept .....	60
Figura 4.14. Architettura del CCI sviluppato.....	61
Figura 4.15. Funzione del blocco $\cos\phi(P)$ .....	63
Figura 4.16. Flip-flop SR e relativa logica.....	63
Figura 4.17. Funzione che verifica le condizioni di lock-in e lock-out.....	63
Figura 4.18. Funzione che calcola $Q(U)$ .....	64
Figura 4.19. Verifica delle condizioni di lock-in e lock-out .....	64
Figura 4.20. Funzione per la gestione della capability della macchina.....	65
Figura 4.21. Curva di capability tipica per un generatore sincrono .....	66
Figura 4.22. Curva di capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW .....	66
Figura 4.23. Curva di capability per i generatori statici in impianti di potenza > 400 kW .....	66

Figura 4.24. Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo .....	67
Figura 4.25. Curva di capability dei generatori sincroni .....	67
Figura 4.26. Curva di capability degli impianti fotovoltaici .....	68
Figura 4.27. Curva di capability degli impianti di accumulo .....	68
Figura 4.28. Obiettivo che si vuole dal controllo in fase di design .....	69
Figura 4.29. Schema a blocchi del controllo dell'aggregatore .....	71
Figura 4.30. Funzione che gestisce l'ordine di merito per il controllo dei generatori .....	72
Figura 5.1. Simulazione di un ordine di dispacciamento a salire con rate limiter disattivati .....	76
Figura 5.2. Simulazione di un ordine di dispacciamento a salire con rate limiter attivi .....	76
Figura 5.3. Simulazione di un ordine di dispacciamento a scendere .....	77
Figura 5.4. Simulazione del raggiungimento del setpoint di potenza reattiva .....	79
Figura 5.5. Simulazione del raggiungimento del setpoint di cosphi .....	80
Figura 5.6. Simulazione della modalità $\cos\varphi(P)$ .....	81
Figura 5.7. Simulazione della modalità $Q(U)$ .....	82
Figura 5.8. Valori totali della linea lunga 10km .....	83
Figura 5.9. Test dell'algoritmo sviluppato per la limitazione di potenza .....	84
Figura 5.10. Esempio semplificato della funzione di regolazione $Q(V)$ riportato in [45] .....	85
Figura 5.11. Simulazione della funzionalità $Q(V)$ con oscillazioni problematiche .....	86
Figura 5.12. Proposta di una nuova curva di regolazione per la modalità $Q(V)$ .....	86
Figura 5.13. Problema riscontrato sulla gestione delle priorità .....	87

## ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1.1. Sequenzialità dei mercati elettrici [32] .....	25
Tabella 2.1. Requisiti prestazionali necessari alle UP e UC per la fornitura di servizi ancillari.....	28
Tabella 2.2. Differenza tra i requisiti prestazionali richiesti dal Codice di Rete e dal Regolamento UVAM di Terna.....	35
Tabella 3.1. Priorità fra le funzioni di regolazione PF2 e PF3 [44] .....	40
Tabella 3.2. Prestazioni richieste in caso di presenza di canale di comunicazione fra CCI, DSO e utente esterno [44].....	42
Tabella 3.3. Parametri della funzione $\cos\varphi(P)$ [44] .....	44
Tabella 3.4. Parametri della funzione $Q(V)$ [44].....	45
Tabella 4.1. Distanze tra i conduttori e tra conduttori e terreno [47] .....	49
Tabella 4.2. Parametri dei conduttori delle linee aeree [47] .....	49
Tabella 4.3. Parametri dei conduttori delle linee in cavo [47] .....	49
Tabella 4.4. Parametri delle linee e nodi di interconnessione [47] .....	50
Tabella 4.5. Valori kilometrici delle linee .....	50
Tabella 4.6. Parametri dei trasformatori in cabina primaria [47].....	50
Tabella 4.7. Parametri della rete equivalente in alta tensione [47] .....	50
Tabella 4.8. Parametri dei carichi della rete [47].....	51
Tabella 4.9. Potenze degli impianti di produzione.....	52
Tabella 4.10. Parametri del controllo degli impianti di generazione distribuita .....	55
Tabella 4.11. Elementi che modellizzano l'impianto fotovoltaico in DPF [48] .....	56
Tabella 4.12. Parametri del controllo per il calcolo dei riferimenti in dq del modello fotovoltaico .....	57
Tabella 5.1. Parametri dell'aggregatore durante la validazione, con Rate limiter attivi .....	75
Tabella 5.2. Valori di default del CCI sviluppato .....	78





## **ABSTRACT**

I recenti cambiamenti climatici hanno portato in quasi tutto il mondo al processo di decarbonizzazione del sistema energetico, con una conseguente espansione degli impianti di produzione di energia elettrica a fonte rinnovabile, specialmente di tipo non programmabile, a discapito delle grosse centrali termoelettriche la cui fonte è programmabile. Questa tipologia di cambiamento radicale porta a una difficoltà sempre maggiore di garantire istante per istante l'energia richiesta dai consumatori in tutti i nodi della rete e per questo è seguita da una riforma del mercato elettrico in particolare del mercato del dispacciamento, al fine di evitare disservizi sulle reti elettriche. In Italia, ARERA sta emanando nuove delibere già da diversi anni, per aprire il mercato a nuovi soggetti abilitati e integrare nuove risorse per dispacciamento attraverso alcuni progetti pilota. Nascono in questo contesto le UVAM, un insieme di unità di produzione e/o unità di consumo che forniscono riserve di potenza in maniera aggregata a un nodo della rete, diventando rilevanti ai fini del dispacciamento e partecipando così al mercato dei servizi dell'energia.

In questo elaborato si presenta un possibile metodo di gestione delle UVAM da parte dell'aggregatore e viene sviluppato il controllo interno del CCI per comandare i generatori sulla rete. Vengono dunque simulati su DIGSILENT PowerFactory tutti i possibili scenari in una rete di media tensione di benchmark, verificando le consistenze di tutte le funzionalità del controllo sviluppato.



## INTRODUZIONE

Il crescente aumento dei consumi di energia elettrica degli ultimi anni, sostenuto da un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, ha portato a un aumento del riscaldamento globale. La necessità di decarbonizzare la produzione di energia elettrica, ha fatto in modo che le politiche internazionali incentivassero lo sviluppo di impianti a energia rinnovabile.

Questo processo ha portato alla diffusione di impianti di produzione dell'energia anche di piccola taglia, specialmente in aree urbane, che singolarmente non sono rilevanti in termini di potenza prodotta, ma complessivamente diventano significativi e, essendo spesso le fonti con la quale sono alimentati di tipo aleatorio, riducono l'energia regolante della rete necessaria a compensare eventuali perturbazioni. Diventa quindi necessario sfruttare anche queste risorse per la fornitura di servizi ancillari e permettere che possano continuare a diffondersi a discapito delle grosse centrali termoelettriche delocalizzate e alimentate da fonti programmabili.

Per sfruttare tutto il loro potenziale è necessario farlo in maniera aggregata, con sistemi di controllo sviluppati ad hoc e dispositivi di monitoraggio che possano rendere accessibili i dati di misura a nuovi utenti abilitati, atti alla gestione intelligente e puntale dei generatori, al fine di ottimizzare il bilancio energetico della, evitando eventuali congestioni e instabilità.

Per questo motivo è nata l'esigenza di dotare gli impianti connessi alle reti in media e alta tensione del Controllore Centrale d'Impianto (CCI), un dispositivo che oltre a permettere la comunicazione con l'esterno, in particolare con l'aggregatore e il distributore, comanda e monitora unità di produzione (UP), i sistemi di accumulo e in futuro anche le unità di consumo (UC) per regolare le potenze immesse e/o assorbite dalla rete in funzione di setpoint e comandi che riceve dall'esterno.

Lo scopo di questa tesi è quello di costruire un modello del CCI in funzione dei requisiti richiesti dalla normativa CEI 0-16, verificando il suo funzionamento su DIgSilent PowerFactory ed evidenziando anche una possibile tecnica di dispacciamento da parte dell'aggregatore che governa l'UVAM per gestire al meglio tutte le unità abilitate al suo interno, al fine di raggiungere il servizio richiesto nella maniera più ottimale possibile.

Il primo capitolo di questo elaborato espone i cambiamenti che l'Europa, e in particolare l'Italia, sta affrontando in materia di dispacciamento con l'emanazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento dell'Energia (TIDE), esaminando anche i nuovi servizi ancillari che sono stati introdotti non più in via sperimentale.

Il secondo capitolo descrive il progetto pilota UVAM. i requisiti che questi aggregati necessitano per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e i servizi ancillari a cui possono prendere parte.

La terza parte analizza le funzionalità che la normativa CEI 0-16 richiede al CCI per il controllo delle UVAM sia dal punto di vista prestazionale che funzionale, facendo particolare riferimento all'Allegato O. Il quarto capitolo, invece, espone il vero e proprio lavoro che è stato fatto per la realizzazione di questo elaborato, ovvero l'implementazione della rete di benchmark su DIgSilent PowerFactory, l'idealizzazione di un CCI e le scelte effettuate per quelle funzioni in cui la normativa non stabilisce delle regole ben precise, ma lascia a chi lo progetta di sviluppare il proprio algoritmo.

Il quinto capitolo descrive come il CCI è validato, verificando il suo funzionamento, i limiti e le consistenze, attraverso simulazioni Root Mean Square sul breve periodo, in funzione di diversi scenari ipotetici.



# 1. Quadro regolatorio sul dispacciamento dell'energia

## 1.1 Contesto europeo e nazionale del sistema energetico

Gli aspetti che hanno portato a un'evoluzione del regolamento in termini di dispacciamento dell'energia sono da ricercarsi nella necessità di cambiare il modo in cui produciamo l'energia elettrica, cercando di ridurre il più possibile le emissioni di CO2 e le emissioni inquinanti che stanno favorendo sempre di più il riscaldamento globale.

Già a partire dal 2009, infatti, in Europa sono state approvate una serie di normative note come il “*Clean Energy for all Europeas Package*” (CEP), in cui vengono descritti gli obiettivi da raggiungere entro il 2030 [1]:

- una riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990;
- una riduzione del 32,5% dei consumi finali lordi di energia;
- una quota del 32% dei consumi lordi coperta da fonti a energia rinnovabile.

Per il raggiungimento di tali obiettivi entro il 2030 l'Italia ha rilanciato nel 2019 con il “Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima” (PNIEC) i cui obiettivi diventano maggiormente ambiziosi [2]:

- totale decarbonizzazione entro il 2050;
- una copertura del 55,4% dei consumi lordi da produzione di energia a fonte rinnovabile.

A causa di questi nuovi obiettivi imposti a tutti i paesi dell'Unione Europea, stiamo passando da un contesto caratterizzato da pochi grandi impianti centralizzati la cui fonte primaria è di tipo programmabile, a un contesto sempre più caratterizzato da impianti alimentati da fonti rinnovabili che in Italia sono perlopiù impianti che utilizzano fonti aleatorie, non sempre disponibili quando e dove la produzione di energia elettrica è necessaria. Spesso queste fonti rinnovabili vengono utilizzate per il tramite di impianti di piccola taglia, le cosiddette Distributed Energy Resources (DERs), essendo fonti diffuse su tutto territorio. Questo tipo di impianti immettono energia nelle reti di distribuzione che precedentemente non erano state progettate per la gestione delle immissioni e spesso gli impianti sono situati in zone rurali in cui le linee non sono pronte a sopportare dei flussi di potenza bidirezionali così elevati.

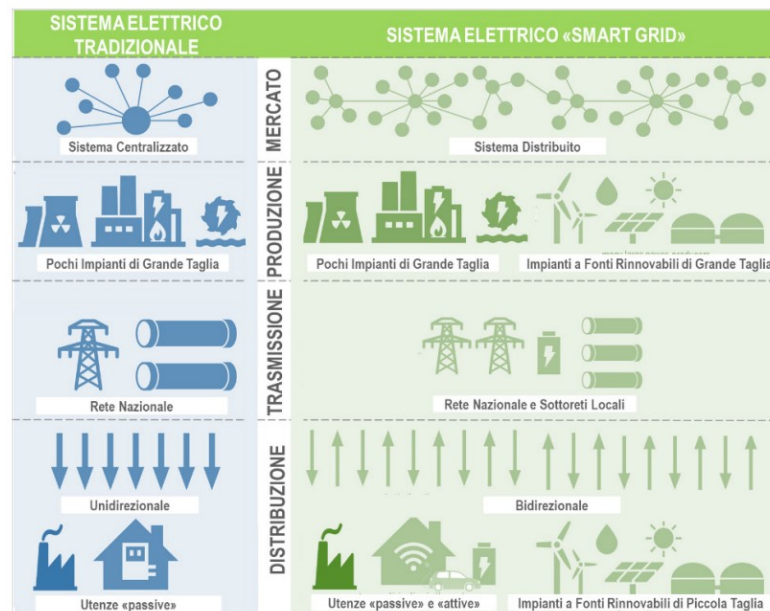


Figura 1.1. Rete tradizionale e rete in evoluzione [3]

Inoltre, il venir meno di grandi impianti termoelettrici comporta anche la riduzione delle masse rotanti e quindi dall'inerzia che gratuitamente da esse deriva e risulta più difficile mantenere il livello di frequenza 50 Hz durante evento perturbativo. Per questo risulta di fondamentale importanza pensare a un futuro in cui nascano nuovi servizi ancillari che, combinati, possano eguagliare l'efficacia dell'inerzia rotante, e permettano di gestire i flussi di potenza bidirezionali su quelle reti che non sono state pensate per farlo.

In Italia è Terna che, in qualità di Transmission System Operator (TSO), si approvvigiona dei cosiddetti servizi ancillari, ovvero delle riserve di potenza necessarie all'attività di dispacciamento, l'attività che consente l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico garantendo l'equilibrio tra produzione e consumo di energia elettrica.

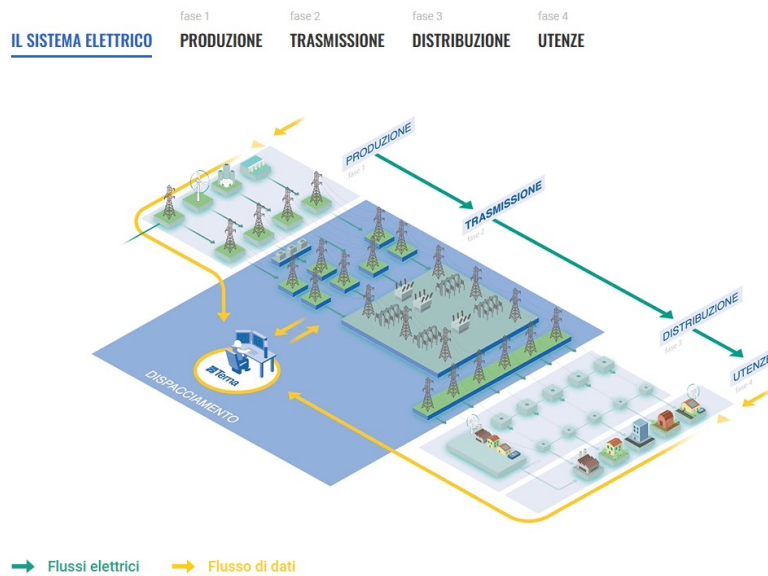


Figura 1.2 La filiera del sistema elettrico nazionale [4]

Storicamente questi servizi sono sempre stati forniti dalle grosse centrali termoelettriche, ma è arrivato il momento di coinvolgere il maggior numero di UP, siano esse di tipo rilevante<sup>1</sup> e programmabile che no, ma anche UC, che fino ad oggi non sono mai state dispacciabili, cercando di superare i limiti attuali imposti dalla tecnologia e dalla rete che non è stata pensata per questo tipo di funzionamento. Questo impone un cambiamento di ruolo non solo da parte produttori, consumatori e prosumer (produttori-consumatori), ma anche da parte del TSO che sarà chiamato ad acquistare risorse per i servizi ancillari *globali*, magari per il tramite di aggregazioni e da UP che tipicamente non li hanno erogati.

Essendo tutte queste risorse dislocate anche nelle reti di distribuzione, sia di media che di bassa tensione si sta iniziando a considerare la necessità di estendere l'attività di dispacciamento alle reti di distribuzione rendendole smart, per l'appunto smart-grid, ovvero reti di distribuzione intelligenti che possano essere controllate a distanza per ottimizzare la distribuzione dell'energia elettrica, minimizzando i sovraccarichi e le variazioni della tensione [5].

<sup>1</sup> Sono le unità di produzione con potenza  $\geq 10MVA$ .



Figura 1.3. Funzionamento del sistema elettrico [6]

Allo stesso tempo il distributore deve controllare che le movimentazioni necessarie al TSO, non comportino la nascita di nuovi vincoli o congestioni all'interno della propria rete. Verifica che si deve evolvere nel tempo e deve diventare sempre più dinamica, andando cioè a guardare il comportamento delle singole utenze o di più UP e UC aggregate, in funzione dello stato real-time della rete e non solo in lassi temporali estesi.

Perciò “i Distribution System Operator (DSO) potrebbero assumere sia il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell’approvvigionamento, da parte del TSO, dei servizi ancillari globali, sia il ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari *locali* (cioè i servizi specificatamente necessari per l’esercizio in sicurezza delle reti di distribuzione o porzioni di esse), da reperire presso una platea allargata di piccoli produttori e consumatori connessi alla rete di distribuzione, fino a includere il consumatore domestico” [7].

## 1.2 La necessità di un testo di riferimento per il dispacciamento

Nota l’importanza di garantire nodo per nodo, istante per istante una produzione di energia elettrica in quantità sufficiente per coprire i consumi, si capisce anche l’importanza di un’innovazione regolatoria per l’attività di dispacciamento.

Tutti i cambiamenti necessari appena descritti richiedono tempi lunghi e l’Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente (ARERA) ha iniziato ad attuarli attraverso delle sperimentazioni già a partire dal 2017 con l’emanazione di alcune delibere, le cui principali sono:

- Delibera 300/2017/R/eel del 05 maggio 2017 [8]: viene aperto il mercato per i servizi del dispacciamento (MSD) anche alle UP da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e ai sistemi di accumulo;
- Delibera 200/2020/R/eel del 03 giugno 2020 [9]: introduce un nuovo servizio di dispacciamento, ovvero la regolazione ultrarapida di frequenza o fast reserve necessaria a sopperire a situazioni di sotto frequenza;
- Delibera 352/2021/R/eel del 16 febbraio 2021 [10]: sperimenta l’approvvigionamento dei servizi ancillari locali predisposti dai DSO sulla base concettuale simile a quello dell’approvvigionamento dei servizi ancillari globali, al fine permettere una migliore gestione delle reti di distribuzione.

A seguire sono state emanate consultazioni e delibere che aggiornano volta per volta i progetti pilota con nuove regolamentazioni in funzione di quelli che sono i risultati rilevati durante i diversi periodi di sperimentazione. La conseguenza è la necessità di quadro regolatorio aggiornato che diventi il nuovo testo di riferimento in materia di dispacciamento e inglobi tutte le delibere passate, presenti e future in un unico testo di riferimento.

Questa regolazione onni comprensiva del dispacciamento che ha l’obiettivo di accompagnare tutti gli sviluppi che ci saranno nei prossimi anni per il raggiungimento degli obiettivi imposti dal PNIEC, è il

TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico), che l'ARERA ha cominciato a immaginare con la Consultazione 322/2019/R/eel, ma che ora è diventato uno schema articolato, pronto per diventare delibera. Le finalità del TIDE a livello legislativo sono [11]:

- promuovere un efficiente e sostenibile utilizzo delle risorse disponibili nel sistema elettrico (UP, UC e reti di trasmissione e distribuzione) assicurando l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza nei confronti di tutti gli utenti;
- individuare le principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapida e continua evoluzione, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030;
- completare l'integrazione tra i mercati italiani ed europei, migliorando al tempo stesso la condivisione dei servizi ancillari. Questi due aspetti sono rispettivamente presentati nel regolamento CACM (UE 2015/1222) e nel regolamento Balancing (UE 2017/2195) [12] [13].

### 1.3 Riforme per il dispacciamento

Le riforme esplicitate dai regolamenti europei e dal TIDE possono avvenire solo a seguito di una riforma che adegui la rete elettrica alla generazione distribuita da fonti rinnovabili. L'European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) ha redatto 3 Codici di Rete Europei al fine di facilitare l'armonizzazione, l'integrazione e l'efficienza del mercato europeo dell'elettricità [14].

Questi codici sono un insieme di regole che, in base alla normativa europea ("Terzo e Quarto Pacchetto Energia"), si applicano a più aree del settore energetico e sono definiti per le questioni transfrontaliere relativamente a [14]:

- *Connection Network Codes*, suddiviso in:
  - Demand connection Code (DCG Guideline),
  - High Voltage Direct Current Connections (HVDC guideline),
  - Requirements for Generators (RfG Guideline),
- *Market Network Codes*, suddiviso in:
  - Capacity Allocation & Congestion Management (CACM Guideline),
  - Electricity Balancing (EB Guideline),
  - Forward Capacity Allocation (FCA Guideline),
- *System Operation Network Codes*, suddiviso in:
  - Emergency and Restoration (Regolamento UE 2017/2196),
  - System Operations (SO Guideline).

È chiaro che per quanto accettati da gli Stati Membri, richiedono una serie decisioni e accordi nazionali, al fine di essere pienamente adottati sul territorio. I TSO e i DSO sono quindi i principali players in questo senso e insieme ai diversi enti adattano i Codici di Rete europei in base alle necessità del proprio sistema energetico nazionale, pur rispettandone l'essenza e punti fondamentali. Perciò i codici di rete europei sono di tipo comitologico e su questi si basano gli atti legislativi nazionali, prevalendo comunque sugli aspetti di tipo transfrontaliero.

Il TIDE, infatti, ha come linea guida proprio i principi esplicitati dall'Electricity Balancing Code, emanato con il Regolamento UE 2017/2195 [15] in cui vengono definite tutte le metodologie per favorire il Demand Response<sup>2</sup> da parte dei TSO, dei DSO e delle ANR (Autorità Nazionali di Regolamentazione). I principi in questione sono [16]:

- Regole per i fornitori dei servizi di bilanciamento e le parti responsabili del bilanciamento secondo un approccio non discriminatorio basato sull'equità, garantendo comunque un'adeguata concorrenza tra i partecipanti al mercato e definendone i loro ruoli;
- Piattaforme europee comuni che garantiscono l'integrazione dei mercati dell'energia secondo un modello basato sul cosiddetto Common Merit Order List (CMOL) al fine di favorire l'attivazione delle offerte che ripristinino l'equilibrio del sistema nella loro area di prezzo di sbilanciamento, ma che risultino al tempo stesso le più efficienti in termini di costi;
- Favorire lo scambio di capacità di bilanciamento e condivisione delle riserve al fine di permettere ai TSO di acquisire e utilizzare la capacità di bilanciamento in modo economicamente efficiente e basato sul mercato. Il Regolamento EB stabilisce tre metodologie attraverso le quali i TSO possono allocare la capacità cross-zonale per lo scambio di capacità di bilanciamento e la

<sup>2</sup> È la capacità di una rete di ridurre o aumentare la propria domanda di energia in funzione di ordini di dispacciamento [52]



condivisione delle riserve: il processo di coottimizzazione, il processo di allocazione basato sul mercato e l'allocazione basata su un'analisi di efficienza economica;

- Armonizzazione nel regolamento degli sbilanciamenti delle diverse metodologie, compreso il regolamento degli squilibri, al fine di garantire che le parti responsabili dell'equilibrio sostengano l'equilibrio del sistema in modo efficiente equo e trasparente, incentivando gli operatori di mercato a mantenere e/o contribuire a ripristinare l'equilibrio del sistema.

A livello nazionale è Terna, a dover rispettare i codici di rete europei e avere a disposizione adeguate riserve di potenza, conosciute appunto come risorse di dispacciamento. Per questo motivo il TIDE attribuisce a Terna, in qualità di concessionario per il servizio di dispacciamento ai sensi del Decreto Legislativo 79/99 [17], gli strumenti tecnici necessari ad assicurare l'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza, attraverso l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali da effettuarsi, sempre in linea con quanto specificato dall'EB code, sulla base del CMOL [11].

Terna ha dedicato un intero capitolo del Codice di Rete, in particolare il "Capitolo 4 - Regole Per Il Dispacciamento" [18], al fine di disciplinare:

- i diritti e gli obblighi posti in capo agli Utenti del Dispacciamento (UdD) per permettere al Gestore della rete di svolgere il servizio di dispacciamento nel rispetto delle prescrizioni e dei principi contenuti nelle disposizioni legislative e regolamentari vigenti;
- le modalità tecniche, economiche e procedurali che gli UdD sono tenuti a seguire nell'ambito del servizio di dispacciamento erogato dal Gestore della rete.

Terna infatti acquisisce tali riserve attraverso una combinazione di negoziazioni sull'Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), che verrà descritto nel capitolo seguente.

In conclusione, il funzionamento e i requisiti per la fornitura di tali servizi ancillari nazionali globali vengono spiegati nel Codice di Rete Terna, mentre la loro negoziazione sull'MSD e le modalità di approvvigionamento da parte di Terna (o da parte dei DSO per quanto riguarda i servizi ancillari nazionali locali), vengono regolamentate dal TIDE.

#### 1.4 I servizi ancillari globali

Come già anticipato, a seguito della sperimentazione avviata con la Deliberazione 352/2021/R/eel [7] riguardante l'approvvigionamento dei servizi ancillari limitati all'area di competenza di ciascun DSO, il TIDE divide i servizi ancillari nazionali in:

- servizi ancillari nazionali *globali*, limitati all'area di competenza di Terna;
- servizi ancillari nazionali *locali*, limitati all'area di competenza di ciascun DSO.

Mentre quelli di tipo globale sono già regolamentati dal TIDE, il quadro regolatorio di servizi ancillari locali è ancora da definire perfino a livello europeo dall'ENTSO-E, che proprio per questo motivo sta collaborando con la nuova EU DSO Entity [14]. Dunque, la Sezione 0-7 del TIDE "Servizi ancillari nazionali locali" rimane in attesa di futuri aggiornamenti.

I servizi ancillari nazionali globali esplicitati dal TIDE includono [11]:

1. servizi ancillari per il bilanciamento:
  - a. riserva per il contenimento della frequenza (FCR);
  - b. riserva per il ripristino della frequenza (FRR);
  - c. riserva di sostituzione (RR);
  - d. riserva ultrarapida di frequenza;
2. servizi ancillari non relativi alla frequenza;
3. servizio di modulazione straordinaria.

Rispetto alla Deliberazione 111/06 [19], nei servizi ancillari nazionali non è più incluso il servizio di risoluzione delle congestioni: con l'adozione del Regolamento (UE) 943/2019 [20] esso, infatti, viene ricompreso nell'ambito del ridispacciamento assieme ai vincoli a rete integra e le movimentazioni per i margini di riserva, in quanto sono tutti servizi finalizzati a correggere i profili di immissione e prelievo per modificare i flussi di potenza sulla rete [21]. Nel Codice di Rete Terna questo è ancora regolamentato come servizio ancillare tra le risorse di bilanciamento.

## Ridispacciamento

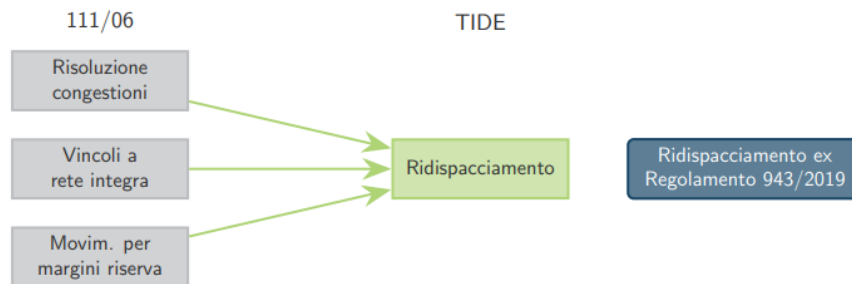


Figura 1.4. Il ridispacciamento secondo il TIDE [21]

Di tutti i servizi ancillari menzionati, solo il bilanciamento è di tipo esclusivamente globale e quindi di sola competenza di Terna, come specificato dal Decreto Legislativo 79/88 [19], mentre tutti gli altri potranno coinvolgere sia il TSO che il DSO e quindi essere sia di tipo globale che locale.

### 1.4.1 Servizi ancillari per il bilanciamento

#### 1.4.1.1 Riserva per il contenimento della frequenza (FCR)

La FCR consiste nella regolazione automatica della potenza attiva, sia in incremento che in decremento da parte dei generatori connessi in parallelo alla rete, al fine di compensare eventuali variazioni di frequenza rilevate a livello locale e causate da squilibri istantanei tra produzione e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso. Rappresenta il primo livello gerarchico di regolazione della frequenza e per questo, fin dai tempi del Decreto [19], è sempre stato chiamato servizio di regolazione primaria.

La FCR è obbligatoria per tutte le UP con potenza non inferiore a 10MW ad eccezioni di quelle alimentata da FRNP, le quali devono comunque essere in grado di non degradare il sistema durante il transitorio di frequenza. Il Codice di Rete definisce i singoli requisiti per ciascun tipo di UP in termini di tecnologia ma in linea generale si può dire che la FCR [22]:

- prevede l'erogazione della riserva di potenza entro un secondo dalla richiesta sulla base delle deviazioni di frequenza riscontrate nel punto di connessione della risorsa stessa;
- è erogata proporzionalmente alla deviazione di frequenza sulla base di un coefficiente di statismo<sup>3</sup> dipendente dalla tecnologia (prestazioni medie maggiori per gli impianti idroelettrici rispetto a quelli termoelettrici<sup>4</sup>); da tale coefficiente dipende anche il tempo di piena attivazione, ossia il tempo che intercorre fra l'invio del segnale di attivazione e la completa attivazione della banda disponibile per la FCR;
- rimane attiva fino al ripristino delle condizioni nominali di frequenza (usualmente 15 minuti, ma possono esserci tempi più lunghi in caso di deviazioni di frequenza persistenti, le cosiddette long lasting frequency).

Le UP che partecipano alla regolazione FCR, devono garantire almeno una riserva di potenza pari a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel Registro delle Unità di Produzione (RUP), ad eccezione di Sardegna

<sup>3</sup> Definito come  $\sigma = \frac{f_0 - f_1}{f_N}$  [50] dove:

- $f_0$  e  $f_1$  rappresenta il range di frequenza operativo del generatore in relazione alla potenza a vuoto e la potenza nominale
- $f_N$  è la potenza nominale della rete

Lo statismo è un parametro che definisce l'energia regolante della macchina  $k_r = \frac{P_n}{\sigma f_N}$ . Maggiore è la potenza regolante e maggiore è la variazione di potenza attiva in funzione della medesima variazione della frequenza di rete.

<sup>4</sup> Prestazioni in termini di energia regolante, che si traducono quindi in gradi di statismo inferiori per centrali idroelettriche, e maggiori per le termoelettriche.

e Sicilia, per quest'ultima solo nei periodi in cui è aperta l'interconnessione con il Continente, in cui la riserva di potenza deve corrispondere ad almeno il 10% della  $P_{eff}$  [1221].

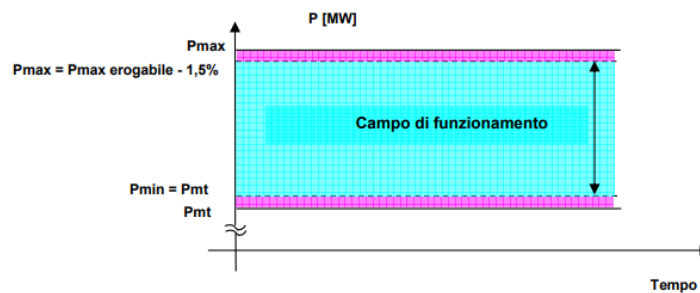


Figura 1.5. Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente [23]

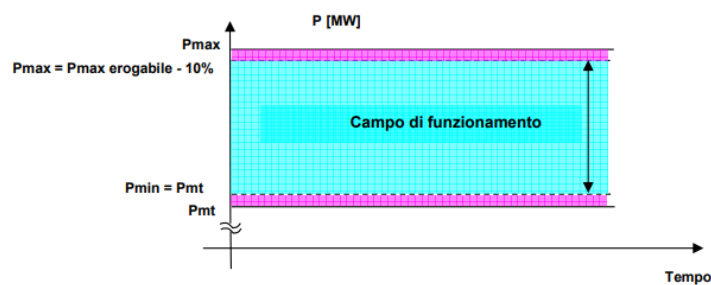


Figura 1.6. Campo di funzionamento ammissibile per Sardegna e Sicilia quando non è interconnessa al continente [23]

Questo tipo di regolazione non garantisce che l'errore a regime sia nullo e conseguentemente di annullare gli scarti di frequenza rispetto al suo valore nominale di 50Hz. Per quanto esiste una banda di tolleranza sulla frequenza ammessa in rete, è importante che questa venga riportata al suo valore nominale, al fine di annullare il contributo dato delle risorse per la FCR, tornando così ad essere totalmente disponibili per eventuali fenomeni perturbativi futuri. Per questo motivo un'ulteriore riserva di potenza è messa a disposizione dai generatori per ripristinare la condizione di stabilità iniziale: la FRR.

#### 1.4.1.2 Riserva per il ripristino della frequenza (FRR)

Lo scopo principale della FRR è quello di [123]:

- Riportare la frequenza al valore nominale, ricostituendo così la riserva di regolazione primaria;
- Ripartire in maniera ottimale sulle varie UP le variazioni di potenza a seguito della FCR, al fine di riportare gli scambi sulle interconnessioni ai valori contrattuali.

La FRR viene divisa in automatica (aFRR) e manuale (mFRR):

- La aFRR viene effettuata mediante un dispositivo automatico di regolazione, il cosiddetto Regolatore di Rete: corrisponde a quella che nel Decreto [19] veniva chiamata regolazione secondaria;
- La mFRR viene effettuata in seguito a un ordine di dispacciamento inviato manualmente da Terna: corrisponde a una parte della regolazione terziaria del Decreto [19].

Per quanto concerne la aFRR, a differenza della FCR che viene effettuata sulla base di misure locali, viene effettuata dalle UP in funzione di un segnale aggiuntivo, chiamato "Livello di Regolazione" [23], che viene inviato dal "Regolatore di Rete" alle UP abilitate. Quest'ultimo agisce in tempi superiori rispetto la FCR [23], e richiede alle UP di regolare la propria potenza sia per riportare la frequenza di rete al valore nominale, sia per mantenere il valore concordato di potenza scambiata con le reti di interconnesse.

La mFRR comprende invece:

- Riserva Pronta a salire o a scendere che "ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno" [18];
- Riserva Rotante a salire o a scendere che "ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta" [18].

1.4.1.3 Replacement Reserve (RR)

La mFRR non comprende la riserva di sostituzione che in [19] faceva parte, assieme alle precedenti due, alla riserva terziaria, ma nel TIDE è ora un prodotto a parte chiamato Replacement Reserve (RR). Questo perché è un servizio non di carattere FRP (Processo di Ripristino della Frequenza), ma è adibito al bilanciamento, il quale è sempre stato inteso come un servizio nel Codice di Rete Terna, ma diventa nel TIDE un'attività che deve essere ricondotta a una dei prodotti specifici<sup>5</sup> della mFRR o della RR [21].

Servizi ancillari per la frequenza ex 111/06

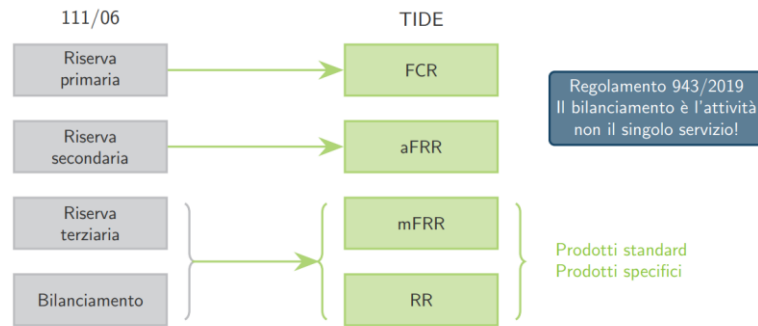


Figura 1.7. La nuova nomenclatura dei servizi ancillari per la frequenza [21]

Lo scopo della RR è quello di “ricostituire la riserva terziaria rotante a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di generazione la cui durata sia di qualche ora” [18].

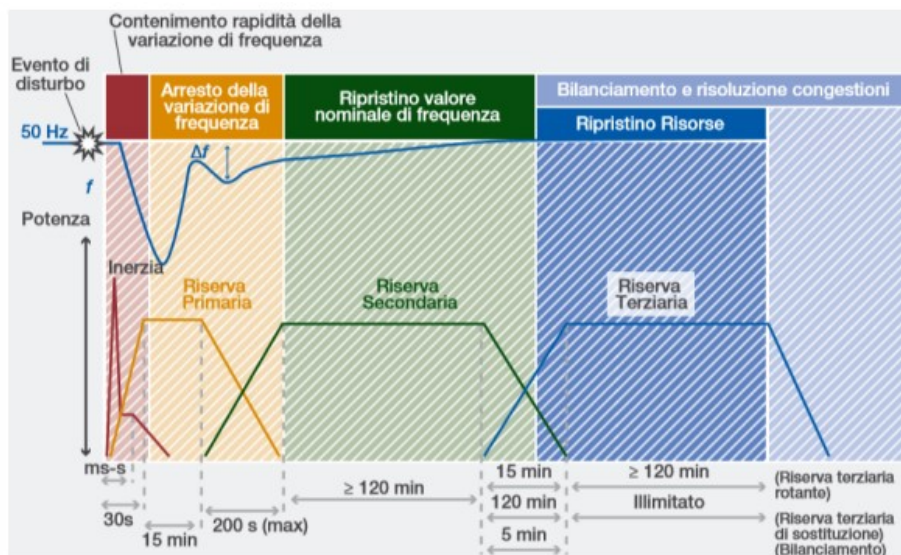


Figura 1.8. Tempi di attivazione ed erogazione delle riserve di frequenza [24]

1.4.1.4 Riserva ultrarapida di frequenza

La riserva ultrarapida di frequenza equivale alla FCR in termini di funzionamento ma con tempi di attivazione più rapidi. Questo servizio è stato introdotto in via sperimentale con il “Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida” [25], avviato da Terna a seguito della Deliberazione 300/2017/R/ell [8], ed è di fondamentale

<sup>5</sup> Secondo il Regolamento Balancing i prodotti standard sono quelli che riguardano le piattaforme, mentre i prodotti specifici sono prodotti di livello nazionale.

importanza nelle reti in cui l'inerzia di rete viene meno a causa della massiccia presenza di produzione da parte di energia a FRNP.

Questo servizio è erogabile anche da sistemi di accumulo anche di piccola potenza, in quanto la riserva di potenza necessaria al servizio non deve essere di grossa entità, ma è invece di fondamentale importanza la rapidità con cui questa viene erogata sia in incremento che in decremento.

#### 1.4.2 Servizi ancillari non relativi alla frequenza

Questa seconda categoria di servizi ancillari viene divisa in [22]:

- controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete di trasmissione nazionale (RTN);
- messa a disposizione di una determinata potenza di corto circuito;
- adozione di specifiche misure per assicurare l'inerzia per la stabilità del sistema;
- adozione di specifiche misure per mitigare le eventuali oscillazioni dinamiche;
- riaccensione del sistema elettrico attraverso avvio in black start o funzionamento in isola.

Questi servizi non-frequency sono facilmente riconducibili a quelli che nel Codice di Rete Terna vengono definiti come:

- riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione;
- riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione;
- partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

##### 1.4.2.1 Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

Questo tipo di servizio consiste nel mettere a disposizione a Terna una quota di riserva di potenza reattiva sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del gruppo di generazione o di più gruppi di generazione sottostanti a una stessa centrale. Questa regolazione è fatta mediante un dispositivo automatico, il "Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva della Tensione (SART)".

##### 1.4.2.2 Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

Come per la regolazione primaria di tensione, quella della riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione, si basa sempre sull'utilizzo del SART per fornire una quota parte di potenza reattiva alla rete alla quale il generatore è connesso, ma questa volta in funzione dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti dal Gestore della rete, chiamati nodi pilota.

I generatori devono quindi essere dotati di opportuni apparati di telecomunicazione in grado di scambiare con il Regolatore Regionale di Tensione (RRT) tutte le informazioni real-time sulla tensione dei nodi pilota.

##### 1.4.2.3 Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

Permette ai generatori abilitati di partecipare alla rialimentazione del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) al fine di attuare il Piano di riaccensione (PdR) coordinato dal Gestore della rete [26]. I generatori abilitati al servizio devono essere in grado di effettuare almeno una di queste due funzioni:

- effettuare un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna garantendo la regolazione della tensione e della frequenza;
- eseguire correttamente il rifiuto di carico e rimanere in funzionamento stabile senza essere connesso alla rete alimentando esclusivamente i propri servizi ausiliari.

#### 1.4.3 Servizio di modulazione straordinaria

Consiste nella disponibilità di una quota parte di modulazione della potenza attiva attraverso il distacco di carichi o UP da fonte rinnovabile per esigenze in termini di sicurezza del sistema elettrico e viene usata come ultima riserva di potenza a salire o a scendere nel caso in cui le precedenti risorse non siano sufficienti: è per questo motivo un servizio ancillare di tipo emergenziale.

Questa terza categoria di servizi ancillari viene suddivisa in:

- modulazione straordinaria istantanea a salire;
- modulazione straordinaria istantanea a scendere;
- modulazione straordinaria con preavviso a salire;
- modulazione straordinaria con preavviso a scendere.

Assorbe i servizi storicamente denominati interrompibilità del carico, rifiuto del carico, utilizzo del telescatto, distacco delle UP non abilitate e distacco della produzione rinnovabile con procedura RIGEDI [27].

## Servizi di modulazione

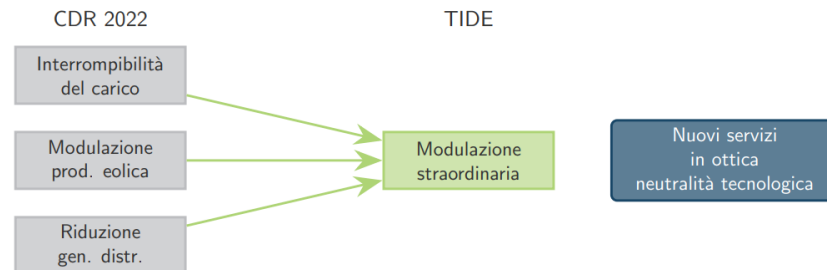


Figura 1.9. Servizio di modulazione straordinaria secondo [21]

### 1.5 I mercati dell'energia elettrica

In Italia il TSO si approvvigiona delle riserve di potenza necessarie a ridurre le congestioni di rete e favorire il bilanciamento della rete, secondo delle regole ben precise sia tecnologiche che di mercato. In particolare, alcuni servizi ancillari sono sempre stati obbligatori e non remunerati in quanto fondamentali per l'attuazione del Piano di Difesa del sistema elettrico.

È importante però sottolineare che il Mercato dei Servizi è una conseguenza del Mercato dell'Energia, in cui avvengono le vendite/acquisti di energia prodotta/consumata da parte delle UP/UC sia al fine di un allineamento economico tra la offerta/domanda sia per rispettare in una fase di prima programmazione l'ampacity zonale della rete di trasmissione.

Infatti, il mercato dell'energia elettrica si articola in [22]:

- Mercato Elettrico a Termine (MET);
- Mercato Elettrico a Pronti (MPE) organizzato in coerenza con le disposizioni di cui in [12] e suddiviso in:
  - Mercato del Giorno Prima (MGP);
  - Mercato Infragiornaliero (MI).
- Mercato dei Servizi, ovvero il mercato per il bilanciamento e ridispacciamento organizzato in coerenza con le disposizioni in materia di modello central dispatch e suddiviso in:
  - Integrated Scheduling Process (ISP)<sup>6</sup> che comprende:
    - Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD);
    - Mercato per il Bilanciamento (MB).
  - Piattaforme di Bilanciamento (PTbil): una delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento [13].

<sup>6</sup> L'Integrated Scheduling Process, chiamato così dal Regolamento Balancing Europeo, svolge essenzialmente un ruolo di ridispacciamento delle risorse per la risoluzione dei cosiddetti vincoli a rete integra (tendenzialmente congestioni, regolazione di tensione e corrente di corto circuito) [11].

## Articolazione dei mercati

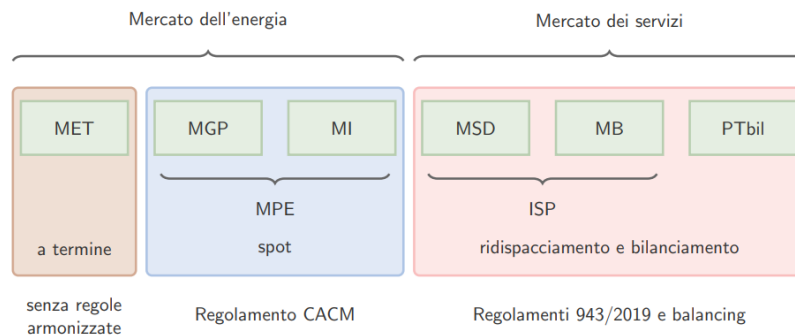


Figura 1.10. Articolazione dei Mercati per l'energia elettrica secondo [22]

### 1.5.1 Il System Marginal Price

Nel Mercato elettrico la compravendita è basata principalmente sul System Marginal Price (SMP), in cui ai venditori viene pagato il prezzo secondo l'incontro delle curve di domanda e offerta, quindi su base economica. Il prezzo corrisponde alla più costosa tecnologia di produzione dell'energia necessaria a soddisfare la domanda in quel momento.

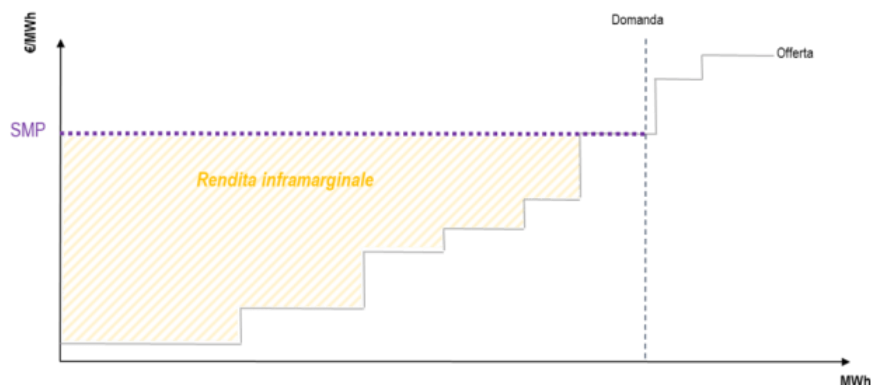


Figura 1.11. Zona di collocamento del System Marginal Price [28]

Si tiene sempre conto dei limiti massimi di transito zonali, determinati da Terna al fine di evitare le congestioni, infatti:

- se i limiti non vengono superati si determina il Prezzo Unico Nazionale<sup>7</sup> (PUN) che viene pagato a tutti i venditori;
- se i limiti vengono superati si separa il mercato in zone e si costituiscono delle curve di domanda e offerta aggregate per quelle zone specifiche, determinando così prezzi differenti che vengono pagati ai venditori, chiamati appunto prezzi zonali.

In ogni caso chi acquista, paga sempre in funzione del PUN.

Questo meccanismo è stato studiato per incentivare la produzione da fonti rinnovabili in quanto, mentre l'impianto marginale viene remunerato a un prezzo che gli permette di coprire almeno i costi variabili, gli impianti che hanno costi marginali più bassi come quelli alimentati da fonti rinnovabili, ricevono un prezzo nettamente superiore, determinando così una "rendita inframarginale" parecchio elevata come si può vedere in Figura 1.11. Questa rendita permette di recuperare i costi fissi di gestione e il capitale investito, che in questo tipo di impianti è parecchio elevato rispetto alla potenza installata.

<sup>7</sup> Pari alla media dei prezzi delle zone geografiche, ponderata per le quantità acquistate in tali zone

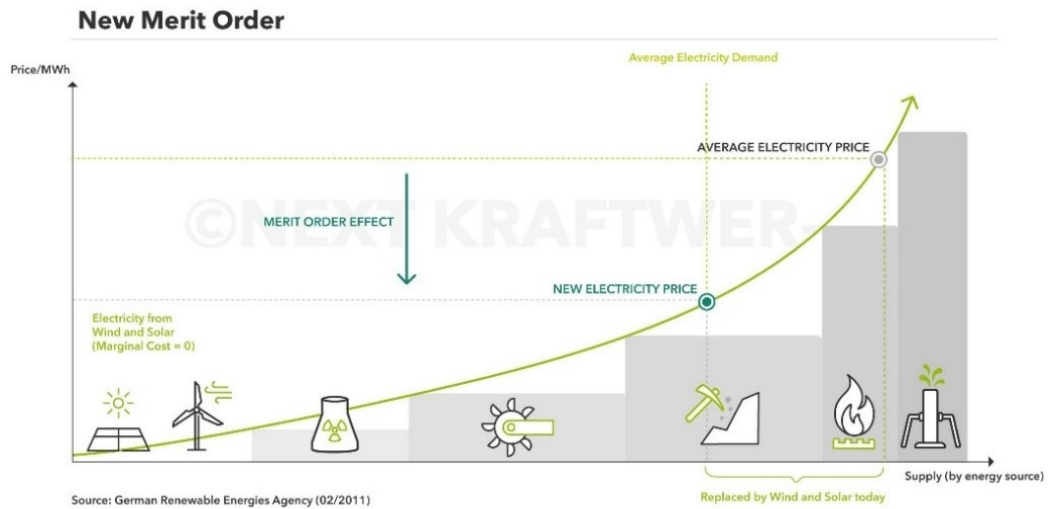


Figura 1.12. Ordine di merito teorico per gli impianti di produzione di energia [29]

Questo sistema di remunerazione è tanto efficace per incentivare la produzione da impianti energia pulita, quanto pericoloso per chi acquista quando gli impianti più costosi sono costretti ad aumentare il prezzo di vendita. È esemplare l'andamento mostrato in Figura 1.13 e Figura 1.14, in cui si nota un notevole innalzamento del PUN dal 2021, causato principalmente da un aumento del gas, e quindi del prezzo di vendita degli impianti termoelettrici alimentati da questa fonte primaria, evidenziato in Figura 1.14, conseguente alla guerra russo-ucraina [29].

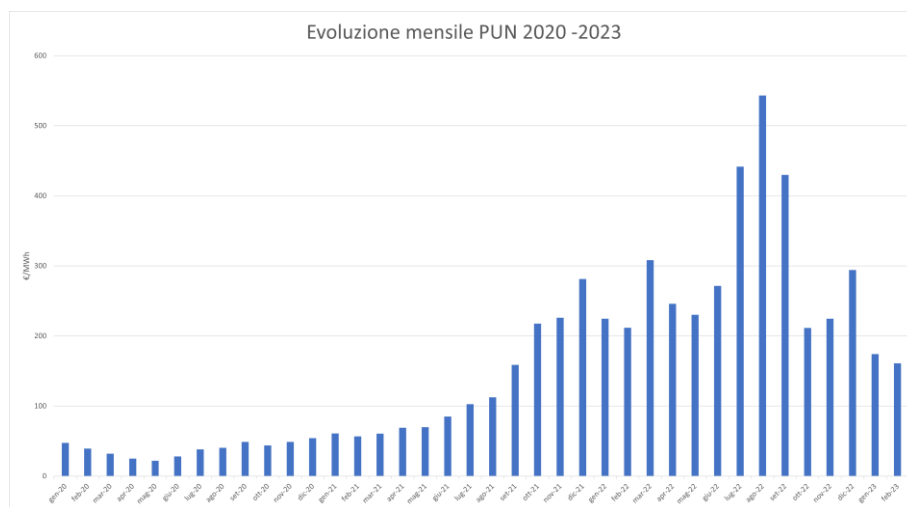


Figura 1.13. Andamento del PUN dal 2020 ad oggi su dati del GME [30]

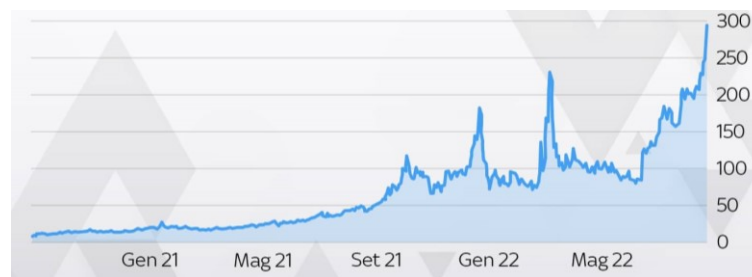


Figura 1.14. Andamento del prezzo del gas sulla borsa europea [31]



Questa situazione causa un innalzamento del PUN che non è giustificato dal costo complessivo che ci sarebbe se si pagassero i singoli impianti in funzione del reale costo dell'energia prodotta. In merito sono presenti sempre più dibattiti nell'ultimo periodo, che potrebbero portare a una riforma di questo sistema di remunerazione.

### 1.5.2 Il Mercato elettrico

Il Mercato Elettrico, è il mercato in cui avviene la compravendita di energia su base economica, ma comunque cercando di rispettare al tempo stesso i vincoli di rete.

L'MPE si basa su:

- Il Mercato del Giorno Prima (MGP): è un mercato ad asta in cui a partire dalle 8:00 del giorno precedente al giorno di consegna, fino alle 12:00 dello stesso giorno, le UP presentano le offerte di vendita al prezzo minimo a cui sono disposti a vendere una certa quantità di energia. Allo stesso tempo le UC specificano la massima offerta alla quale sono disposti ad acquistare una certa quantità di energia. Una volta chiuso il mercato vengono allineate le diverse offerte di vendita e acquisto su base oraria. Il Gestore dei Mercati Elettrici (GME) agisce da controparte e accetta le offerte di vendita più convenienti, al fine di coprire la totalità delle domande di acquisto presentate dalle UC, secondo un ordine di merito economico e tenendo conto dei limiti di capacità di trasmissione zonale. In ogni caso le offerte di domanda accettate relative a UC appartenenti a zone geografiche italiane sono valorizzate al PUN.
- Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente ai suoi partecipanti di apportare delle modifiche ai programmi precedentemente definiti nell'MGP in caso siano previsti degli sbilanciamenti imminenti. È costituito da tre sessioni di asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID. È sempre il GME ad allineare le richieste di domanda e offerta in funzione sia dei meriti economici ma anche dei limiti zonal, però le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale e non più al PUN.

Si può quindi affermare che se da un lato il MGP è utile per avere una certa struttura tra domande e offerta il giorno prima del giorno di consegna, il MI permette di affinare questo allineamento fino a poco tempo prima dell'effettiva ora di consegna, al fine di evitare produzioni insufficienti o eccessive da parte delle UP rispetto ai consumi richiesti dai consumatori.

Questi due sono affiancati dal MET, la sede dove avviene la compravendita di energia con consegna a partire dal secondo giorno successivo a quello della negoziazione [22]. In esso sono negoziati i contratti energetici a termine e i prodotti giornalieri con obbligo di consegna e ritiro. Le negoziazioni, in questo mercato, avvengono in modalità continua e possono partecipare tutti gli operatori, le cui proposte devono includere il tipo e il periodo di consegna dei contratti e dei prodotti, il numero e il prezzo a cui si è disposti a comprare o vendere. Nel MTE sono negoziabili contratti e prodotti sia di tipo Baseload che Peak Load con periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Anche in questo mercato è il GME il soggetto deputato alla gestione delle trattative attraverso la Piattaforma Conti Energia a Termina (PCE) e si assicura che le transazioni siano coerenti con la capacità di immissione e prelievo dei portafogli zonal<sup>8</sup>.

Dunque, è sempre presente una certa sequenzialità tra i mercati, dovuta a fasi di programmazione e fasi in tempo reale, al fine di garantire il miglior esercizio della rete, ma comunque al minor prezzo possibile.

---

<sup>8</sup> Sono aggregazioni di una o più unità con riferimento alle quali possono essere effettuate transazioni su MPE

### 1.5.3 Il Mercato dei Servizi

Tutte le negoziazioni che avvengono nel Mercato dei Servizi sia esso MSD o MB o le PTbil servono a bilanciare gli scambi di energia sulla rete che avvengono su base economica nel Mercato dell'Energia.

Per quanto riguarda l'ISP, questo si articola in due fasi, una di programmazione, e una in tempo reale [32]:

- MSD Ex-ante, in cui la vendita delle risorse viene fatta nella fase di programmazione: la seduta per la presentazione delle offerte/domande si apre alle 12.55 del giorno precedente al giorno di consegna e si chiude alle 17.00 dello stesso giorno, la negoziazione è tramite aste di un'ora e remunerazione con metodo pay-as-bid<sup>9</sup>;
- Mercato del Bilanciamento (MB), in cui la vendita delle offerte viene fatta per il bilanciamento del sistema in tempo reale: la negoziazione è sempre ad asta e remunerazione pay-as-bid ma ad intervalli di 15 minuti. Gli Operatori di Mercato possono presentare offerte fino a 60 minuti prima dell'inizio dell'ora a cui tali offerte si riferiscono.

Le PTbli si svolgono fra la chiusura del XBID di prima fase e il tempo reale per l'attivazione di RR, mFRR, aFRR e Imbalancing Netting<sup>10</sup>.

L'ISP, dunque, mantiene un ruolo residuale ai fini del bilanciamento, ulteriore rispetto all'approvvigionamento dei prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle PTbil. L'uso di quest'ultimi deve comunque rimanere prioritario [22] e per questo le piattaforme dovranno garantire la maggioranza del bilanciamento della rete [21]. In futuro è previsto un ulteriore affiancamento da parte di procedure specifiche per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali locali.

Tra i servizi ancillari obbligatori, e quindi non remunerati, sono presenti la FCR e la fast FCR, anche se siamo in una fase transitoria in cui si sta pensando se e come integrare anche questi servizi nel mercato [33], come già si sta facendo per la modulazione straordinaria.

Per quanto riguarda i servizi non-frequency, questi sono obbligatori e come tali non vengono remunerati, ma allo stesso tempo possono entrare anche a far parte del servizio di ridispacciamento attraverso l'ISP.

## Approvvigionamento

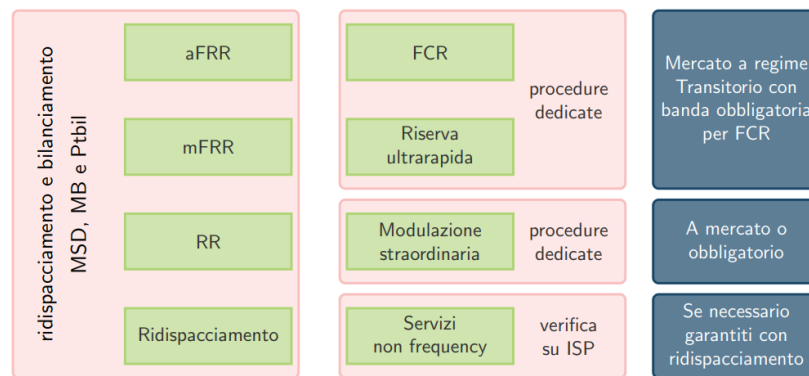


Figura 1.15. Approvvigionamento dei servizi ancillari sui mercati [21]

<sup>9</sup> La remunerazione avviene al pezzo richiesto dal venditore e Terna sceglie le offerte sul mercato non per merito prettamente economico ma anche in funzione di parametri tecnici o efficacia nel dispacciamento.

<sup>10</sup> Piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento.

L'articolazione completa delle tempistiche dei diversi mercati può essere analizzata in Tabella 1.1.

Tabella 1.1. Sequenzialità dei mercati elettrici [32]

Giorno di riferimento	D-1					D									
	MGP	MI1	MSD1	MI-XBID (I fase)	MI2	MBn	RRn	MI-XBID (II fase)	MSD2	MSD3	MSD4	MI3	MI-XBID (III fase)	MSD5	MSD6
Informazioni preliminari	11.30	14.45	n.d.		21.45	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.	9.45		n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	15.30	12.55	22.30*	22.30*	22.30	°	°	°	12.55*	10.30	°	°
Chiusura seduta	12.00	15.00	17.00	21.40	22.00	H-1	H-55	H-1 (ore 1-12) 9.40 (ore 13-24)	°	°	°	10.00	H-1	°	°
Esiti provvisori	12.45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Esiti definitivi	12.58	15.30	21.00	n.d.	22.30	#	#	n.d.	2.00	6.00	9.45	10.30	n.d.	14.00	18.00



## 2. L'apertura del mercato a più utenti

### 1.6 Nuovo mix energetico e l'inadeguatezza delle risorse che partecipano all'MSD

La partecipazione all'MSD e MB e quindi la possibilità di essere remunerati per la fornitura di servizi ancillari, è limitata alle sole UP e UC che possiedono determinati requisiti specificati dal Codice di Rete Terna come in Tabella 2.1<sup>11</sup>.

È possibile notare che, solo le UP rilevanti sono abilitate a fornire i servizi ancillari ad esclusione delle risorse del bilanciamento, per le quali si accettano anche potenze inferiori.

Inoltre, si evince come le UP abilitate sono per lo più centrali termoelettriche e idroelettriche di pompaggio e sono comunque esclusi tutti gli impianti di produzione da FRNP alla partecipazione del mercato, ovvero proprio quelle che nel mix energetico nazionale iniziano a essere particolarmente significative in termini di potenza installata e lo saranno sempre di più negli anni a venire, a discapito delle grosse centrali termoelettriche (Figura 2.1).

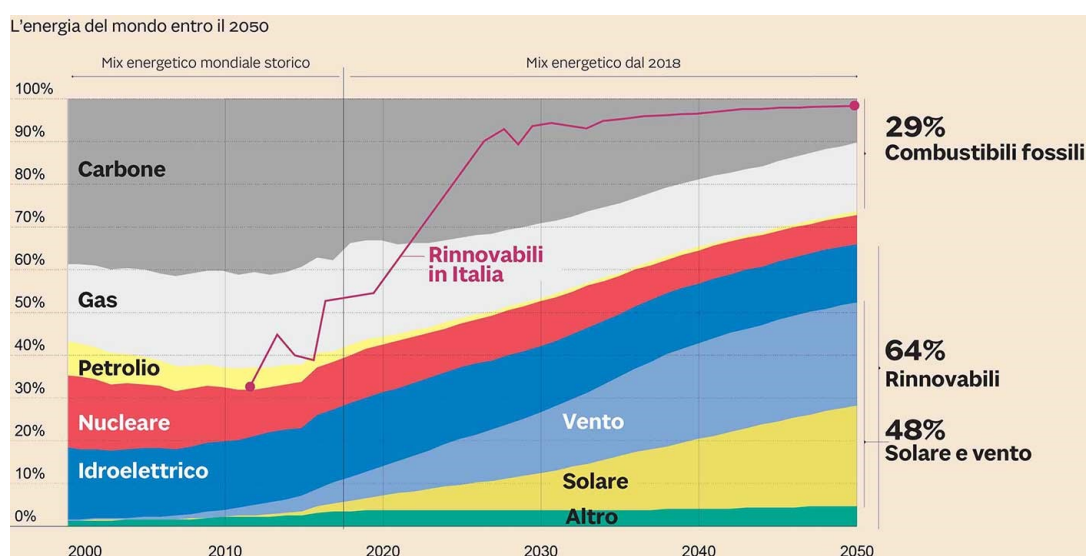


Figura 2.1. Mix energetico della copertura della domanda di elettricità sulla rete [34]

La combinazione dell'attuale struttura organizzativa del MSD e il ruolo predominante delle FRNP ha creato un paradosso energetico: da un lato, le centrali termoelettriche hanno il monopolio, ma dall'altro non sono in grado di soddisfare le esigenze della rete elettrica. Questo vuol dire che diventa sempre più complesso garantire l'equilibrio del sistema.

Inoltre, è facilmente comprensibile che, specialmente per gli impianti con un elevato ordine di merito per il quale la rendita intramarginale è bassa, le contrattazioni sui Mercati dell'Energia sono meno convenienti rispetto a quelle sull'MSD per chi vende una certa quota di potenza in quanto Terna, al fine di garantire il servizio della rete, è disposta a pagare maggiormente le risorse. Questo crea delle dinamiche spiacevoli: le grosse UP abilitate all'MSD, potendo agire trasversalmente sui diversi mercati, possono ritirare le offerte di vendita precedentemente concordate sull'MGP, per poi rivenderle a prezzi più alti sull'MSD.

<sup>11</sup> Si ricorda che i servizi descritti nel Codice di Rete sono in fase di allineamento con il nuovo TIDE e per questo mantengono ancora la vecchia nomenclatura.

Tabella 2.1. Requisiti prestazionali necessari alle UP e UC per la fornitura di servizi ancillari

Servizio ancillare	Requisiti prestazionali richiesti dal Codice di Rete Terna
Riserva Secondaria di frequenza	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di un valore maggiore tra <math>\pm 10</math> MW e il <math>\pm 6\%</math> della potenza massima dell'assetto per le UP termoelettriche, <math>\pm 15\%</math> della potenza massima per le UP idroelettriche;</li> <li>• entro 200s (100s per le UP della Sardegna e Sicilia);</li> <li>• per almeno 120 minuti.</li> </ul>
Riserva Terziaria Pronta	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10 MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• con un gradiente almeno pari a 50 MW/min</li> <li>• per almeno 120 minuti</li> </ul>
Riserva Terziaria Rotante	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10 MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 120 minuti</li> </ul>
Riserva Terziaria di Sostituzione	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10 MW</li> <li>• entro 120 minuti dalla richiesta</li> <li>• senza limiti di durata</li> </ul>
Bilanciamento	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 3 MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche e senza limiti di durata per le altre UP</li> </ul>
Risoluzione congestioni	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10 MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche e senza limiti di durata per le altre UP</li> </ul>
Interrompibilità del carico	valido per UC >1MW che siano in grado di distaccarsi entro 200ms dalla richiesta o entro 5 secondi in caso di preavviso in emergenza.
Rifiuto del carico	valido per UP termoelettriche con P>100MW

### 1.6.1 Il carico residuo e la necessità di un energy-shifting

Se si analizza l'evoluzione della forma del Carico Residuo<sup>12</sup> dal 2010 ad oggi [25], si nota il cambiamento che sta subendo negli ultimi anni, differenziandosi sempre di più dalla forma del fabbisogno complessivo a causa dell'aumento da parte della generazione fotovoltaica. Questa, infatti, causa forti variazioni del carico residuo nel corso della giornata e un aumento della ripidità nelle ore serali. Questo perchè la sera viene a mancare la produzione fotovoltaica ed è necessaria la fornitura immediata di potenza da parte di impianti a fonti programmabili.

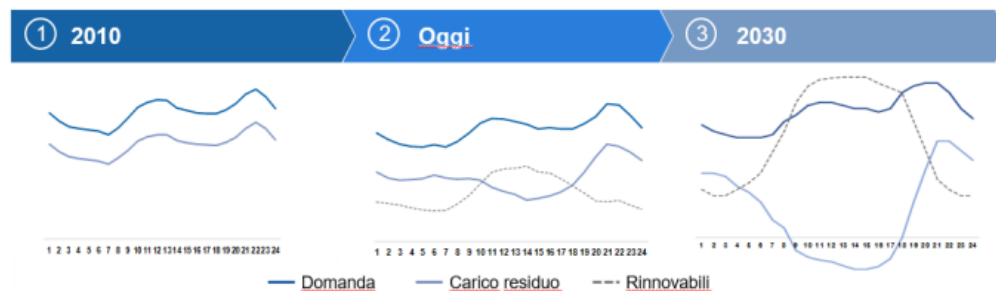


Figura 2.2. Evoluzione della curva del carico residuo [25]

Per compensare l'oscillazione del carico residuo, le UP termoelettriche dovrebbero:

- lavorare nel punto di minimo tecnico durante le ore di massima produzione di fotovoltaico;
- garantire un rapido aumento di produzione per favorire la FRR in corrispondenza delle ore serali, a causa dell'assenza di produzione fotovoltaica;
- garantire tempi di avviamento inferiori alle 2 ore per favorire la RR;
- garantire tempi minimi di permanenza in servizio e fuori servizio: non superiori alle 4 ore.

Il problema è che le centrali termoelettriche presenti in Italia sono per la maggior parte pensate per la copertura del carico di base e quindi non sono concepite per garantire questo tipo di prestazioni. La conseguenza di tutto questo, in riferimento all'MSD è [35]:

- un incremento del fabbisogno di riserva complessivo causato dall'aumento dei volumi accettati per le offerte di minimo e per gli spegnimenti degli impianti termoelettrici;
- un maggiore utilizzo di riserva rapida per compensare i carichi serali e mattutini durante l'assenza di produzione fotovoltaica, viceversa, per assorbire le risorse in eccesso immesse dalle fonti rinnovabili negli orari di massima produzione e riduzione del carico;
- un'ulteriore riduzione dei tempi di avviamento e dei tempi di permanenza in servizio delle UP con tecnologia a ciclo combinato per far fronte alla richiesta di maggiore flessibilità nel sistema.

In tali situazioni è necessario un servizio di "energy shifting" da parte degli accumuli e idroelettrici di produzione con pompaggio: nelle ore centrali l'accumulo assorbe questo surplus di energia e lo rilascia durante le ore serali quando il carico residuo aumenta. Inoltre, i sistemi di accumulo sono gli unici che permettono la fornitura della riserva ultrarapida di frequenza. In Figura 2.3 è infatti comprensibile lo sviluppo che è atteso degli impianti di accumulo elettrochimico su tutto il territorio nazionale.

<sup>12</sup> Il carico residuo viene definito come la differenza tra carico e produzione proveniente da FRNP e corrisponde di fatto all'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno [6]

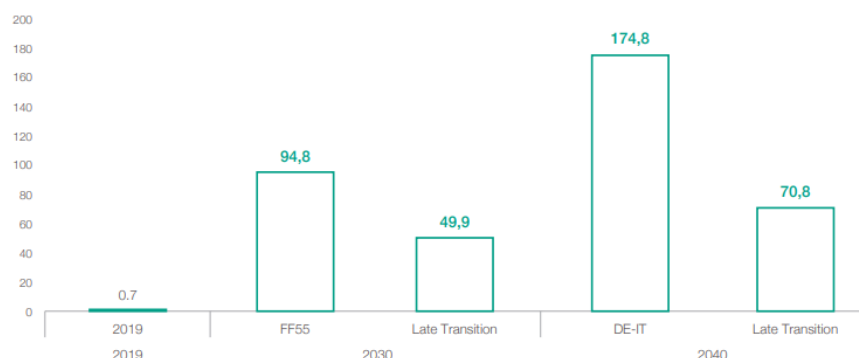


Figura 2.3. Evoluzione della capacità energetica in GWh degli accumuli al netto di pompaggi esistenti [6]

### 1.6.2 Nuove misure necessarie per la decarbonizzazione

Terna, già nel 2019, ha stabilito quali misure sono necessarie per la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale entro il 2025, in linea con quanto previsto dal PNIEC. Il piano di sviluppo prevede infatti (Figura 2.4):

- la realizzazione di 5,4 GW di generazione programmabile;
- l'aumento della generazione da fonti ad energia rinnovabile;
- un aumento di impianti ad elevata rapidità di risposta quali accumuli a pompaggio e di tipo elettrochimico per compensare le rapide variazioni di generazione dati dagli impianti a fonte rinnovabile non programmabile.



Figura 2.4. Misure e soluzioni necessarie per raggiungere il completo phase-out dal carbone entro il 2025 [36]



Per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico durante la fase di decarbonizzazione però, non sono soltanto necessari miglioramenti tecnici ed investimenti economici che portano al potenziamento degli impianti di produzione, ma è anche necessaria la partecipazione del maggior numero di risorse possibili all'MSD: Terna fornisce un quadro esemplificativo del ruolo che in futuro potrebbero avere le UP e anche le UC nella fornitura dei servizi ancillari (Figura 2.5) [37].

Risorse di rete Servizi di frequenza	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE
FAST RESERVE*	—	✗	✗	✗	✓
PRIMARIA	✓	✗	✗	✓	✓
SECONDARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
TERZIARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	—
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	— ↓	— ↑	✓	—
BILANCIAMENTO	✓	— ↓	— ↑	✓	—
INTERROMPIBILITÀ	✗	✗	✓	✗	—

Risorse di rete Servizi di tensione	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE	COMPENSATORI
PRIMARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
SECONDARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	—	✗	✓	✓	✓

✓ Adatto a fornire il servizio      ✗ Non adatto a fornire il servizio  
 — In grado di fornire il servizio con dei limiti      ↕ Solo regolazione a salire/scendere      \* Tempo di attivazione < 1 secondo

Figura 2.5. Rappresentazione della capacità delle risorse a fornire i servizi di regolazione [6]

Per rendere disponibili queste risorse al mercato dei servizi è necessario ovviare alle limitazioni tecniche imposte dal Codice di Rete sia in termini di taglia degli impianti che di prestazioni richieste. Per questo motivo negli ultimi anni sono stati avviati dei progetti pilota al fine di integrare nell'MSD nuovi aggregati che stanno ricoprendo un ruolo indispensabile per il corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico.

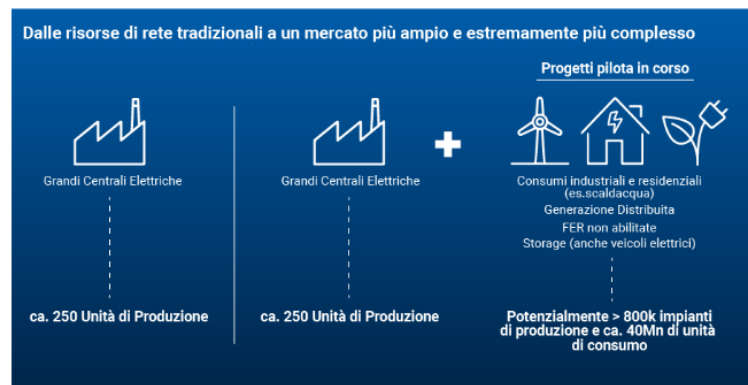


Figura 2.6. Nuove risorse abilitate nel mercato dei servizi [36]

### 1.7 Partecipazione al MSD di nuove risorse

Nel 2017 con la Delibera 05 maggio 2017 300/2017/R/eel - *Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo; Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo* - [8] è stato avviato un progetto pilota che si è rivelato essere uno di maggior successo nella scena nazionale tra quelli istituiti da ARERA negli ultimi anni, essendo anche la base per la costruzione del nuovo TIDE.

Con questo progetto pilota viene aperto il mercato dei servizi a tutti quei players non abilitati quali: alcune UC, la generazione distribuita anche FRNP e i sistemi di accumulo. Possono inoltre partecipare al progetto pilota anche i sistemi di accumulo funzionali dalla mobilità elettrica, e quindi facente parte della tecnologia Vehicle To Grid (V2G).

Al fine di rendere efficace la partecipazione di questo tipo di unità alla regolazione della rete, si prevedono due modalità di partecipazione al progetto pilota:

- in forma singola per le UP rilevanti con il nome di Unità Abilitata Singolarmente (UAS);
- in forma aggregata sotto uno stesso Balancing Service Provider (BSP)<sup>13</sup> con il nome di Unità Virtuale Abilitata (UVA).

Per la prima volta nasce la possibilità di potenziare la fornitura dei servizi ancillari anche grazie alle piccole UP e UC che fino a quel momento non venivano considerate indispensabili, ma in forma aggregata riescono a essere particolarmente efficaci per la regolazione della RTN.

Per incentivare gli utenti a adeguare i propri impianti per la partecipazione al progetto, è stata istituita una remunerazione diversa rispetto alle grandi centrali: viene remunerato, oltre il servizio effettivamente offerto, anche la disponibilità a fornirlo con un corrispettivo fisso in €/MWh. Questo perché gli utenti per fornire questo tipo di risorse flessibili devono sostenere dei costi di investimento iniziali, ma anche costi annuali per la gestione dell'operatività e la sola remunerazione in €/MWh dell'energia fornita potrebbe risultare insufficiente a coprire l'investimento iniziale [36].

Il progetto ha riscosso un grande successo: a partire da soli 100MW di potenza abilitata, nel 2021 risultavano più di 220 Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)<sup>14</sup> per una potenza totale di 1280MW e 1072 POD (Point of Delivery) e ogni anno vengono assegnati ulteriori slot per l'abilitazione da parte di Terna [38].

Secondo uno studio di smartEn l'Italia è stato uno dei paesi europei che ha avuto il maggior successo sui progetti pilota di questo tipo, a dimostrazione dell'ottimo lavoro che è stato fatto per incentivarli [36].

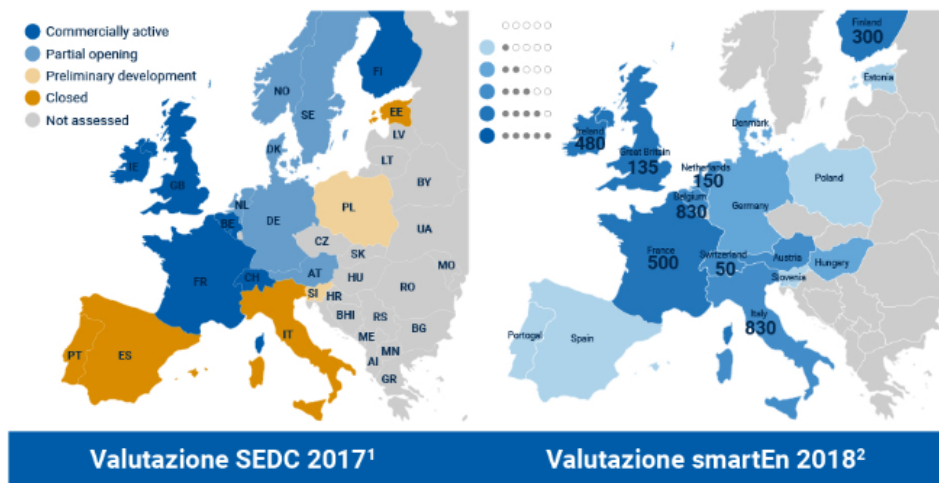


Figura 2.7. Grado di apertura dell'MSD alle risorse distribuite [36]

<sup>13</sup> Chiamato anche aggregatore in quanto raccoglie le risorse e le offre sui mercati dei servizi ed è il soggetto titolare della UVA, responsabile della corretta erogazione dei servizi ancillari richiesti da Terna.

<sup>14</sup>Aggregati di UP (rilevanti e non rilevanti), sistemi di accumulo e UC.

A partire dalla prima delibera ad oggi, le modifiche apportate al progetto sono state molteplici, fino ad arrivare alla Delibera 20 dicembre 2022 702/2022/R/eel e alla scrittura del nuovo TIDE. Terna ha definito le modalità e i requisiti tecnici necessari per la partecipazione al progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) attraverso il “Regolamento UVAM” [39].

Il Regolamento UVAM di Terna per l'integrazione degli aggregati all'MSD, si basa su principi che non sono lontani da quelli del TIDE e di conseguenza da quelli dell'EB code europeo:

- neutralità tecnologica: nessun vantaggio in relazione alla tecnologia usata (o al fatto di essere una UP o una UC), ma l'unico fattore discriminante deve essere il prezzo chiesto per l'erogazione del servizio;
- rimozione di barriere inutili in quanto considerato sono un retaggio storico: saranno elegibili per la fornitura di servizi ancillari sia unità che offrono un solo servizio (storicamente le grandi unità li dovevano offrire tutti), sia unità che offrono solo servizi “a salire” o “a scendere” (modalità asimmetrica).

Ciò su cui invece il Regolamento di Terna non si è ancora allineato col nuovo TIDE è l'eliminazione di limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato dei servizi. Infatti, anche se storicamente i servizi ancillari erano erogati soltanto da impianti con potenza di almeno 10 MVA, soglia identificata da Terna agli albori del mercato, con i progetti pilota si è aperto il mercato a tutte quegli impianti di generazione di tipo non rilevante (<10MW), programmabili e non programmabili ma comunque di almeno 1 MW. Il TIDE invece, permette la partecipazione di unità anche meno potenti in quanto “possono comunque contribuire alla regolazione della rete, sempre se soddisfano i requisiti richiesti per l'abilitazione all'erogazione dei servizi” [11]. È chiaro che subentra anche il discorso di convenienza economica proprio perché per gli impianti più piccoli bisogna valutare il guadagno a lungo termine rispetto all'investimento iniziale, necessario per adattarli ai requisiti tecnici richiesti dal regolamento. In ogni caso viene sempre più evidenziato come è necessaria la partecipazione di tutti al fine di migliorare le prestazioni della rete in vista di una sempre più massiccia presenza di impianti a FRNP.

Fino a quando Terna non si allinea col nuovo TIDE, restano validi sia la nomenclatura che requisiti di potenza fino ad ora stabiliti dalla Consultazione 685/2022/R/eel, e conseguentemente anche il paragrafo successivo di questo elaborato in cui è ancora presente la distinzione tra UP rilevante e no.

## 1.8 Progetto pilota UVAM

Le unità che possono partecipare al progetto pilota possono essere costituite da:

1. un aggregato contenente uno o più dei seguenti elementi:
  - a. UP non rilevanti, inclusi impianto di accumulo;
  - b. UC, incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità;
  - c. Una o più UP rilevanti, inclusi impianti di accumulo, non già obbligatoriamente abilitate al MSD e che condividono il punto di connessione alla rete con una o più UC, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo purché il valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete non sia in nessun caso superiore ai 10MW;
2. una o più UP rilevanti, inclusi gli impianti di accumulo, che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD ai sensi del Codice di Rete e non già rientranti nel precedente punto 1.c e che condividono il proprio PdC alla rete con una o più UC, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti.

Le UVA si dividono prima di tutto in funzione del fatto che l'aggregato abbia valenza nodale o zonale in [22]:

- UVA Nodale (UVAN), prima chiamate UVAM-B: connesse o riconducibili allo stesso nodo n della rete rilevante o connesse o riconducibili a più nodi limitrofi raggruppabili da un punto di vista della rete rilevante in un unico nodo n;
- UVA Zonale (UVAZ), prima chiamate UVAM-A: localizzate in una zona di offerta e che non costituiscono singolarmente una UAS o che non sono incluse in una UVAN.

Nascono conseguentemente i ruoli di due soggetti (potenzialmente ma non obbligatoriamente separati) che partecipano ai mercati [21]:

- Il Balancing Service Provider (BSP) remunerato per il servizio di movimentazione dell'energia: viene chiamato anche aggregatore, in quanto raccoglie le risorse e le offre sui mercati dei servizi ed è il responsabile per l'erogazione dei servizi ancillari richiesti da Terna.

- Balancing Responsible Party (BRP) remunerato per il servizio di compravendita dell'energia: è il responsabile della programmazione di immissioni e prelievi, nonché trader per la commercializzazione dell'energia definito nel "programma base"

L'istituzione di questi due soggetti riflette proprio la struttura del mercato dell'energia per le UVAM, in cui da una parte c'è la compravendita dell'energia su base economica, e dall'altra quella dei servizi ancillari. BSP e BRP possono essere scelti dall'utente in maniera totalmente separata e proprio per garantire l'indipendenza tra i due soggetti sono previsti compensi economici se l'attività di uno ostacola quella dell'altro.

### 1.8.1 Requisiti minimi per la creazione delle UVAM

Tutti i punti aggregati sotto una stessa UVAM devono rispettare dei requisiti specifici, stabiliti dal regolamento di Terna. In primo luogo, devono disporre di dati di misura validati almeno orari oppure, per i punti non trattati su base oraria (tipicamente punti con potenza disponibile in immissione e/o prelievo non superiore a 55kW) devono essere dotati di un'apparecchiatura di misura che consenta al gestore di rete competente di rilevare comunque il dato di misura orario [40].

La UVAM deve essere caratterizzata dai seguenti attributi in termini di "Potenza Massima Abilitata"<sup>15</sup> e "Potenza Minima Abilitata"<sup>16</sup>, come di seguito definite:

- a) qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento sia nella modalità a salire che a scendere, una Potenza Massima Abilitata e una Potenza Minima Abilitata non inferiori in valore assoluto a 1 MW;
- b) qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a salire e non sia richiesta nella modalità a scendere, una "Potenza Massima Abilitata" non inferiore a 1 MW e una "Potenza Minima Abilitata" pari a 2 kW;
- c) qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a scendere e non sia richiesta nella modalità a salire, una "Potenza Minima Abilitata" non inferiore a 1 MW in valore assoluto e una "Potenza Massima Abilitata" pari a -2 kW.

È importante sottolineare che in ogni caso tutti i servizi possono essere abilitati sia nella modalità asimmetrica, quindi in modalità "a salire" o "a scendere", oppure in entrambe le modalità.

Inoltre, L'UVAM può essere abilitata per i seguenti servizi ancillari:

- a) Risoluzione delle congestioni
- b) Riserva terziaria rotante
- c) Riserva terziaria di sostituzione
- d) Bilanciamento

Per fare ciò però deve essere in grado di garantire le prestazioni sufficienti per la fornitura della risorsa. I requisiti minimi tecnici sono stati adattati in funzione del fatto che le unità all'interno dell'UVAM non sono le classiche grosse centrali termoelettriche, ma hanno taglie e tecnologie piuttosto diversificate. In Tabella 2.2 si possono osservare le differenze rispetto ai requisiti imposti dal Codice di Rete alle centrali di grossa taglia.

<sup>15</sup> "Potenza Massima Abilitata" si intende il massimo incremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna

<sup>16</sup> "Potenza Minima Abilitata" si intende il massimo decremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna.

Tabella 2.2. Differenza tra i requisiti prestazionali richiesti dal Codice di Rete e dal Regolamento UVAM di Terna

Servizio ancillare	Requisiti prestazionali richiesti	
	Codice di rete	Regolamento UVAM
Riserva Terziaria Rotante	variazione immissione a salire o a scendere:	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 120 minuti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>di almeno 1MW</b></li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 120 minuti</li> </ul>
Riserva Terziaria di Sostituzione	variazione immissione a salire o a scendere:	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10MW</li> <li>• entro 120 minuti dalla richiesta</li> <li>• senza limiti di durata</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>di almeno 1MW</b></li> <li>• entro 120 minuti dalla richiesta</li> <li>• <b>per almeno 480 minuti</b></li> </ul>
Risorse per il Bilanciamento	variazione immissione a salire o a scendere:	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 3MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 240 minuti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>di almeno 1MW</b></li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• <b>per almeno 120 minuti</b></li> </ul>
Risorse per la Risoluzione congestioni	variazione immissione a salire o a scendere:	variazione immissione a salire o a scendere:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• di almeno 10MW</li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• per almeno 240 minuti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>di almeno 1MW</b></li> <li>• entro 15 minuti dalla richiesta</li> <li>• <b>per almeno 120 minuti</b></li> </ul>

Si nota che i requisiti minimi per le UP all'interno di una UVAM sono meno stringenti.

Per tutti i servizi ancillari a meno del servizio per il bilanciamento è necessario che l'UVAM abbia un rapporto tra la somma delle Potenze Modulabili in incremento delle UP alimentate da fonti non programmabili incluse all'interno dell'UVAM e la Potenza Massima Abilitata dell'UVAM non superiore al 50%.

### 1.8.2 Architetture di controllo e gestione dell'UVAM

Oltre ai requisiti prestazionali appena descritti, è necessario che le singole unità all'interno dell'UVAM siano dotate di alcuni dispositivi. Infatti, è importante che il BSP sia capace di rilevare presso ogni punto di connessione interno all'UVAM alcune misure attraverso la cosiddetta "Unità Periferica di Monitoraggio", quale ad esempio un Controllore Centrale di Impianto (CCI) [41], che verrà discusso nel seguente capitolo di questo elaborato. Sarà poi il BSP il responsabile della comunicazione tra le singole UPM e il concentratore<sup>17</sup>, e tra concentratore e Terna: l'invio delle informazioni aggregate di ciascuna UVAM dal BSP verso Terna deve avvenire ogni 4 secondi [41].

Terna quindi invia le richieste di dispacciamento al BSP e sarà poi quest'ultimo a garantire che venga rispettata la richiesta, comandando le singole unità all'interno dell'UVAM per il quale è responsabile, in funzione di algoritmi specifici.

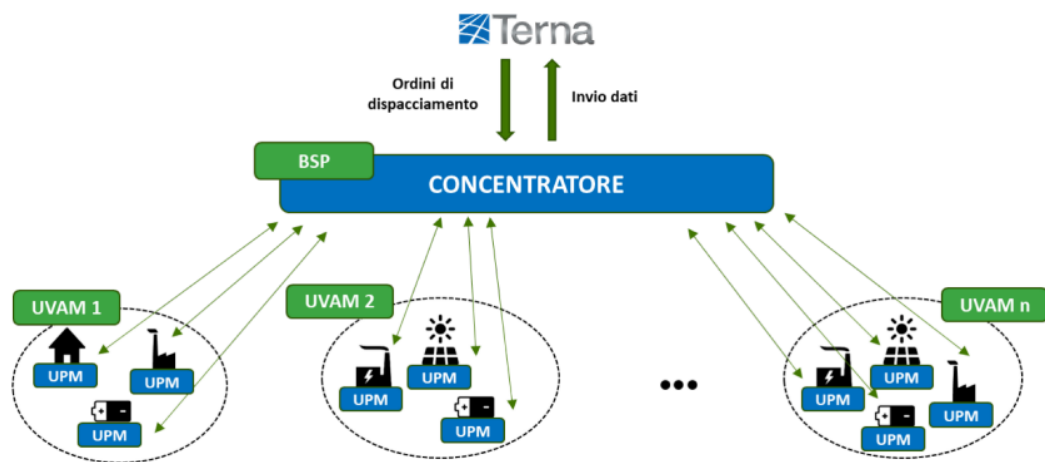


Figura 2.8. Modalità di invio dei dati di misura a Terna [42]

<sup>17</sup> È il dispositivo che raccoglie tutti i dati di misura della rete nella quale è installato, comunicando con tutti i POD o le UPM.

### 3. Controllore centrale d’impianto

#### 1.9 Funzionalità e campi di applicazione

La delibera ARERA 36/2020 dà mandato al Comitato Elettrico Italiano (CEI) di sviluppare il CCI, per acquisire dall’impianto e convogliare al TSO, per il tramite del DSO cui l’impianto è connesso, i dati richiesti dall’Allegato A.6 del Codice di Rete Terna - Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo - [43] in cui viene evidenziato come un qualsiasi impianto connesso alla rete elettrica deve prevedere l’attuazione delle prescrizioni previste per i processi di:

- telecontrollo;
- monitoraggio da remoto;
- teleconduzione;
- teleregolazione.

In questa maniera il CCI consente di presentare l’impianto al DSO o altro operatore come un unico generatore equivalente visto dal Punto di Consegna (PdC)<sup>18</sup>, senza precludere l’osservabilità dei diversi elementi costituenti l’impianto.

Nella normativa CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica - in particolare nell’Allegato O [44], vengono descritti i requisiti che il CCI deve rispettare. È proprio in questo allegato che viene esplicitamente sottolineato che i requisiti specificati, e in particolare quelli “facoltativi”, sono funzionali al fine di permettere anche alla generazione distribuita su base aggregata (UVA) di partecipare all’MSD per il tramite di un soggetto aggregatore, quale il BSP, in accordo con gli ultimi orientamenti di ARERA. L’allegato, quindi, è completo per supportare la sperimentazione dei progetti pilota.

Tutte le prescrizioni della normativa coinvolgono le UP, compresi i sistemi di accumulo: la normativa invece non copre il campo di applicazione del CCI per la modulazione delle UC al fine di attuare il Demand Response all’interno dell’UVAM, in quanto “trattasi di argomenti ancora allo studio” [44].

In base alla delibera 540/2021, il CCI deve essere applicato a:

- Tutte le nuove connessioni (dal 01/12/2022) di impianti di produzione, compresi i sistemi di accumulo, connessi alle reti MT e tutti gli impianti esistenti (connessi entro il 30/11/2022) rientranti fra i Significant Grid User, ossia con potenza nominale complessiva pari o superiore a 1MW;
- Tutte le nuove connessioni di impianti connessi alla rete MT partecipanti ai servizi di dispacciamento, qualunque sia la loro potenza complessiva.

#### 1.9.1 Funzioni del CCI

Il CCI non deve in alcun modo [44]:

- svolgere alcuna funzione di protezione;
- attuare alcuna azione di regolazione in presenza di transitori di sovra o sotto frequenza originatisi sulla rete.

Deve invece:

- svolgere la funzione di monitoraggio, con lo scopo di acquisire informazioni dall’impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini dell’osservabilità della rete;
- coordinare il funzionamento al fine di regolazione e comando di potenza attiva e reattiva, nel rispetto della capability della macchina;
- garantire lo scambio di dati tra impianto e DSO e/o eventuali attori abilitati<sup>19</sup>, attraverso uno standard di comunicazione specificato dalla normativa.

Il CCI presenta l’impianto di produzione alla rete al quale è connesso, come fosse costituito da un singolo generatore, ma non è preclusa l’osservabilità anche dei singoli elementi che costituiscono l’impianto stesso.

<sup>18</sup> Interfaccia tramite la quale il gruppo di generazione, l’impianto di consumo, il sistema di distribuzione o il sistema HVDC è connesso a un sistema di trasmissione, a una rete offshore, a un sistema di distribuzione (compresi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC, così come individuati nel contratto di connessione [49]. È individuato al confine tra l’impianto di rete per la connessione e l’impianto di utenza.

<sup>19</sup> Utente e eventuale aggregatore

Quindi il vantaggio è quello di avere una comunicazione unilaterale tra CCI e Utente del Dispacciamento (UdD)<sup>20</sup>, mentre gli impianti lavorano in maniera indipendente e comunicano solo con il CCI.

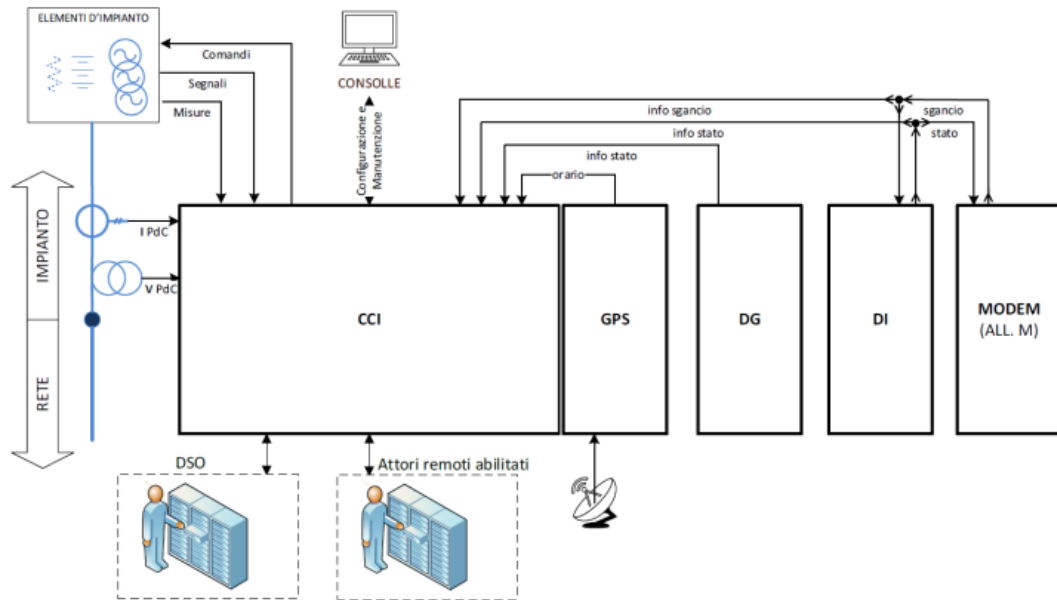


Figura 3.1. Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali [44]

### 1.10 Prestazioni funzionali

L’attività di regolazione, il CCI deve prevedere due modalità di controllo:

- Autonoma: la regolazione dell’impianto per ciascun tipo di funzione viene fatta secondo i parametri preimpostati, siano essi quelli di default stabiliti dalla normativa o definiti dal DSO nel regolamento di esercizio;
- Asservita: opera secondo i parametri comunicati dal DSO in real-time tramite il canale logico di comunicazione.

La modalità asservita risulta essere prioritaria rispetto a quella autonoma. La normativa ha classificato tutte le prestazioni funzionali (PF) per il quale il CCI può essere programmato in [44]:

- PF1 obbligatorie (osservabilità): sempre presenti in ogni tipologia di CCI, inerenti allo scambio dati tra produttori e DSO;
- PF2 opzionali (regolazione): ossia funzionalità aggiuntive che il CCI deve svolgere a supporto del sistema elettrico, inerenti alla regolazione e il controllo dell’impianto che controlla;
- PF3 facoltative (MSD): la cui implementazione dipende dall’iniziativa del produttore, inerenti alla partecipazione dell’impianto al Mercato del Dispacciamento (MSD) e alla gestione ottimale dell’impianto.

Per quanto riguarda la gestione ottimale dell’impianto, “viene lasciata piena libertà all’utente per lo sviluppo dell’architettura del CCI secondo le proprie necessità con il risultato non secondario di poter conseguire anche un più proficuo futuro utilizzo del CCI (e di conseguenza di risposta del proprio impianto), integrando il contributo del carico interno. Quest’ultima possibilità potrebbe diventare utile nella prospettiva di nuove funzioni che coinvolgano, ad esempio, la modulazione dei carichi, secondo modelli ispirati alle UVAM, già presenti nella Delibera ARERA 300/17/R/EEL e successive delibere 422/2018/R/EEL e 153/2020/R/EEL”.

<sup>20</sup> Sono produttori, clienti finali o grossisti con cui Terna regola il servizio di dispacciamento [51].



**1.10.1 PF1 obbligatorie**

Il CCI deve essere in grado di acquisire dall’impianto e trasmettere verso il TSO, per il tramite del DSO o di altri attori coinvolti cui l’impianto è sotteso, le seguenti informazioni [44], grazie a uno schema di collegamento simile a quello presente in Figura 3.2:

- potenza attiva P e reattiva Q relative al PdC;
- misura di P e Q prodotte dall’impianto, aggregate per fonte di generazione (eolico, fotovoltaico, termoelettrico, idroelettrico, accumulo);
- misure della potenza P prodotta da ciascuna unità di generazione/accumulo, per le seguenti tipologie:
  - inverter per generazione di potenza P nominale  $\geq 170$  kW (incluso eolico connesso alla rete tramite inverter);
  - inverter per sistemi di accumulo di potenza P nominale  $\geq 50$  kW;
  - generatori rotanti di potenza P nominale  $\geq 250$  kW;
- stato del dispositivo generale DG e del dispositivo di generatore (DDG).

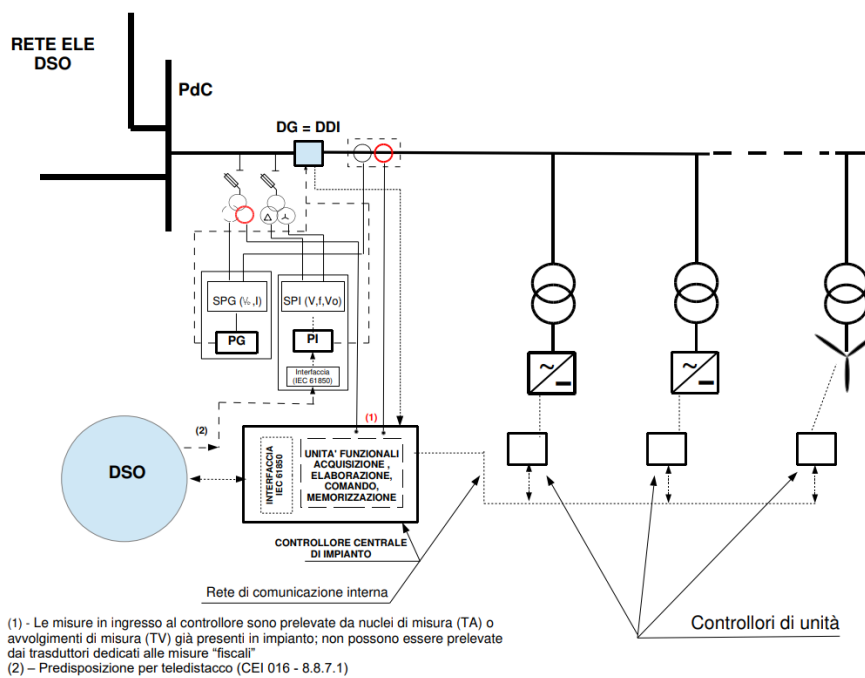


Figura 3.2. Schema semplificato della soluzione impiantistica di un CCI [44]

**1.10.2 PF2 opzionali**

Le PF2 si compongono di due funzioni principali per la partecipazione dell’impianto controllato: [44]:

1. limitazione della potenza attiva in funzione di:
  - a. valore della tensione prossima al 110% di  $U_n$ ;
  - b. un comando esterno proveniente dal DSO;
2. regolazione della tensione al PdC attraverso l’erogazione di potenza reattiva Q in funzione di:
  - a. fattore di potenza  $\cos\varphi$  impostabile;
  - b. fattore di potenza  $\cos\varphi = f(P)$ ;
  - c. una curva caratteristica  $Q = f(V)$ ;
  - d. un comando esterno del DSO.

**1.10.3 PF3 facoltative**

Anche le PF3 si compongono di due sottocategorie di prestazioni diverse [44]:

1. Prestazioni per la gestione dell’impianto:

- a. presa di carico in avviamento, con gradiente positivo non superiore al 20% Pn/min;
  - b. presa di carico in caso di riconnessione, a seguito di uno scatto della protezione di interfaccia;
  - c. gestione ottimizzata dell’impianto dal punto di vista energetico o altri criteri selezionati dall’Utente o dal progettista dell’impianto;
2. Prestazioni per la partecipazione all’MSD:
- a. erogazione di potenza attiva P In funzione di un setpoint al PdC;
  - b. lettura e comunicazione delle misure di generazione totale al PdC per la comunicazione con l’aggregatore.

**1.10.4 Gestione delle Priorità**

Tutte le prestazioni funzionali devono coordinarsi tra di loro rispettando le priorità descritte in Tabella 3.1. Si nota che in caso di funzionamento in modalità asservita, il comando esterno può provenire sia dal DSO che da qualsiasi altro utente abilitato (es. BSP) ma il DSO ha sempre la priorità.

*Tabella 3.1. Priorità fra le funzioni di regolazione PF2 e PF3 [44]*

Funzioni di regolazione	Indice di Priorità
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\%VN$ (O.9.2.1)	1
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO (O.9.2.2)	2
Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO (O.9.2.3)	3
Funzione Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno (O.10.3.1)	4
Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO (O.9.1.4)	5
Set point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$ ) (O.9.1.1)	6
Regolazione $Q=f(V)$ (O.9.1.3)	6
Regolazione $\cos\phi=f(P)$ O.9.1.2)	6
Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno (O.10.3.2)	7

**1.11 Riferimenti dei setpoint**

Al fine di poter ricevere correttamente i set-point di potenza in p.u., il CCI deve essere programmato con la cosiddetta “curva poligonale”<sup>21</sup> dell’impianto al quale connesso [44]. Questo tipo di curva descrive la Potenza Apparente Massima dell’impianto ( $S_{max}$ ), riferita al PdC e indicata nel Regolamento di Esercizio<sup>22</sup>. Ad essa si devono riferire tutti gli scambi di informazioni che avvengono con l’esterno compresi i setpoint di potenza richiesti al CCI. Questa potenza viene calcolata come:

$$S_{max} = \sqrt{\max(P_{imm}^2, P_{ass}^2) + \max(Q_{ind}^2, Q_{cap}^2)}$$

dove:

- $P_{ass}$  è la potenza attiva massima in assorbimento;
- $P_{imm}$  è la potenza attiva massima in immissione;
- $Q_{cap}$  è la potenza reattiva capacitativa massima;
- $Q_{ind}$  è la potenza reattiva induttiva massima.

<sup>21</sup> È una curva convenzionale propria dell’impianto riferita al PdC che definisce un’area in cui l’impianto, qualunque sia la sua condizione di regolazione, si troverà sempre ad operare [44].

<sup>22</sup> È il documento che formalizza le relazioni funzionali tra l’Utente attivo e il Gestore [53].

In caso il CCI comandi più unità di generazione, questo deve essere programmato con le singole curve poligonali di ciascuna unità.

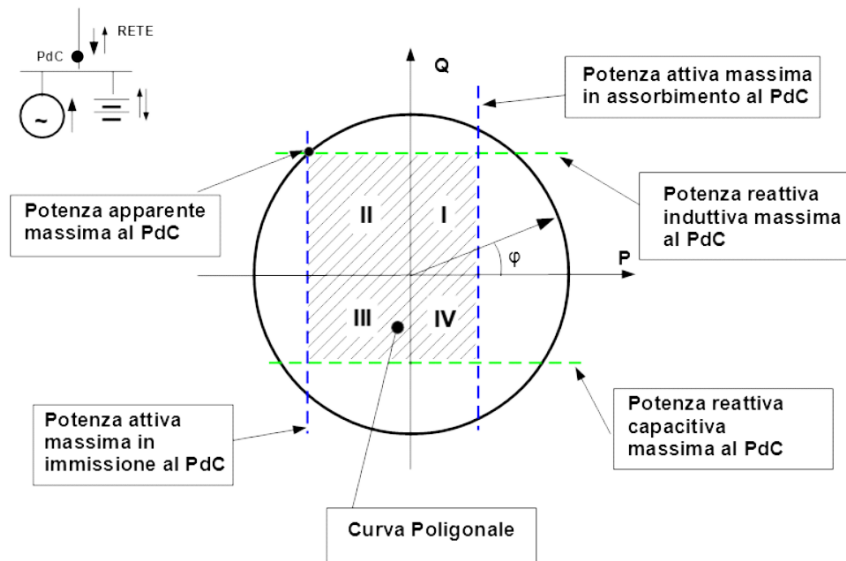


Figura 3.3. Esempio di caratteristica poligonale e relative grandezze elettriche per un impianto con unità di generazione e sistema di accumulo [44]

## 1.12 Requisiti del controllo

### 1.12.1 Anelli di regolazione

Il controllo interno al CCI deve avere due anelli di regolazione come si può vedere in Figura 3.4:

- regolazione rapida che garantisce il raggiungimento del set-point in ingresso con una tolleranza del valore raggiunto del  $\pm 5\%$  e dei tempi di assestamento<sup>23</sup> ( $T_s$ ) non superiori a:
  - $T_{sP}=60$  s, per variazioni del set-point di potenza attiva di qualsiasi entità;
  - $T_{sQ}=10$ s, per variazioni del set-point di potenza reattiva di qualsiasi entità;
- regolazione lenta che calcola il nuovo set-point di lavoro al PdC in funzione delle curve di regolazione  $\cos\varphi = f(P)$  e  $Q = f(V)$  in un tempo di ciclo  $\Delta$  impostabile tra i 10s e i 600s (60s di default) e lo invia all’anello di regolazione rapida.

L’anello di regolazione rapida deve operare utilizzando valori campionati ogni 200ms, mentre quello di regolazione lenta deve operare secondo misure mediate in tempo di ciclo pari a  $\Delta T$ .

In Tabella 3.2 è presente un riassunto dei requisiti generali che il CCI deve possedere per ciascuna Prestazione Funzionale.

<sup>23</sup> È il tempo che intercorre dalla richiesta effettiva del nuovo setpoint all’istante in cui la grandezza al PdC rientra stabilmente in una fascia di tolleranza pari al  $\pm 5\%$  del valore atteso.



**1.12.2 Requisiti richiesti per la regolazione  $\cos\phi=f(P)$**

Per quanto concerne la regolazione del  $\cos\phi = f(P)$  questa deve essere effettuata secondo la curva in Figura 3.5 per la quale la normativa CEI 0-16 stabilisce i tre punti caratteristici di default:

- A:  $P = 0,2P_n$ ;  $\cos\phi = 1$ ;
- B:  $P = 0,5P_n$ ;  $\cos\phi = 1$ ;
- C:  $P = P_n$ ;  $\cos\phi = \cos\phi_{max}^{27}$ .

Curve con punti caratteristici diversi possono comunque essere richieste dal DSO secondo quanto espresso in Tabella 3.3.

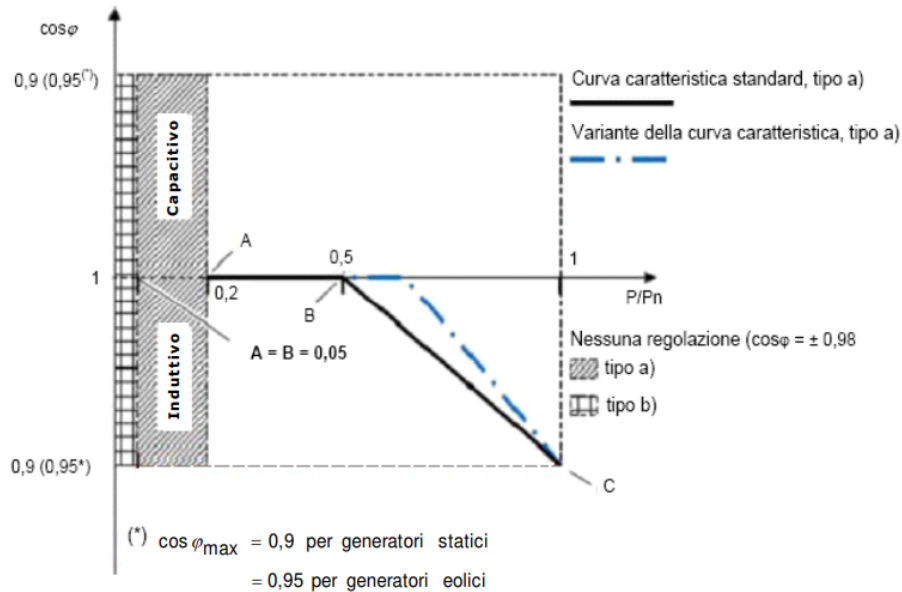


Figura 3.5. Curva di regolazione richiesta del  $\cos\phi = f(P)$  [44]

Il valore del  $\cos\phi$  viene calcolato con cadenza  $\Delta T$  in funzione del valore mediato della  $P$  (calcolato sempre sul tempo di ciclo ciclo  $\Delta T$ ), rapportato al valore della Potenza attiva massima di immissione ( $P_{imm}$ ) e confrontato con l’ultimo valore inviato all’anello di regolazione rapida: verrà modificato solo se viene superata la seguente deadband di regolazione:

$$|\cos\phi_{calcolato} - \cos\phi_{interno}| \geq \delta\cos\phi \text{ dove } \delta\cos\phi = \alpha^{28}$$

Prima di inviare effettivamente il setpoint al generatore è necessario che vengano verificate le soglie di lock-in e lock-out sulla tensione:

- Al superamento del punto di lavoro  $P/P_n = 0.5$ , il CCI verifica se la tensione ai morsetti del generatore è superiore al valore di lock-in. Se sì, viene attivata la regolazione di reattivo, altrimenti la macchina continua a lavorare a  $\cos\phi$  unitario fino a che la tensione misurata ai morsetti rispetta il limite di tensione.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa solo quando la  $P$  erogata rientra al di sotto del punto B della curva, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure se la tensione rientra sotto il valore di lock-out di tensione (di default pari a 0,98 pu).

La verifica che le soglie di lock-in e lock-out per la tensione siano state superate deve essere effettuata sui valori mediati su  $\Delta T$ .

<sup>27</sup> 0,9 o 0,95 in funzione del tipo di impianto

<sup>28</sup>  $\alpha = 0,02$  di default ma deve poter essere modificato

Tabella 3.3. Parametri della funzione  $\cos\varphi(P)$  [44]

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default	Presenza
Valore P (punto A)	p.u.	0.00..max	Pn	0.20	Controllabilità Opzionale
Valore $\cos\varphi$ (punto A)	p.u.	-1.00..-0.1 +0.1..1.00 (+ = Capacitiva, - = Induttiva)	-	1.00	Controllabilità Opzionale
Valore P (punto B)	p.u.	0.00..max	Pn	0.50	Controllabilità Opzionale
Valore $\cos\varphi$ (punto B)	p.u.	-1.00..-0.1 +0.1..1.00 (+ = Capacitiva, - = Induttiva)	-	1.00	Controllabilità Opzionale
Valore P (punto C)	p.u.	0.00..max	Pn	1.00	Controllabilità Opzionale
Valore $\cos\varphi$ (punto C)	p.u.	-1.00..-0.1 +0.1..1.00 (+ = Capacitiva, - = Induttiva)	-	0.9	Controllabilità Opzionale
V di Lock-in	p.u.	1.00..1.10	Vn al PdC	1.05	Controllabilità Opzionale
V di Lock-out	p.u.	0.90..1.00	Vn al PdC	0.98	Controllabilità Opzionale

1.12.3 Requisiti richiesti per la regolazione  $Q=f(V)$

Anche per la regolazione di  $Q = f(V)$  la normativa fornisce una curva caratteristica (Figura 3.6). Della curva devono poter essere impostabili i valori espressi in Tabella 3.4.

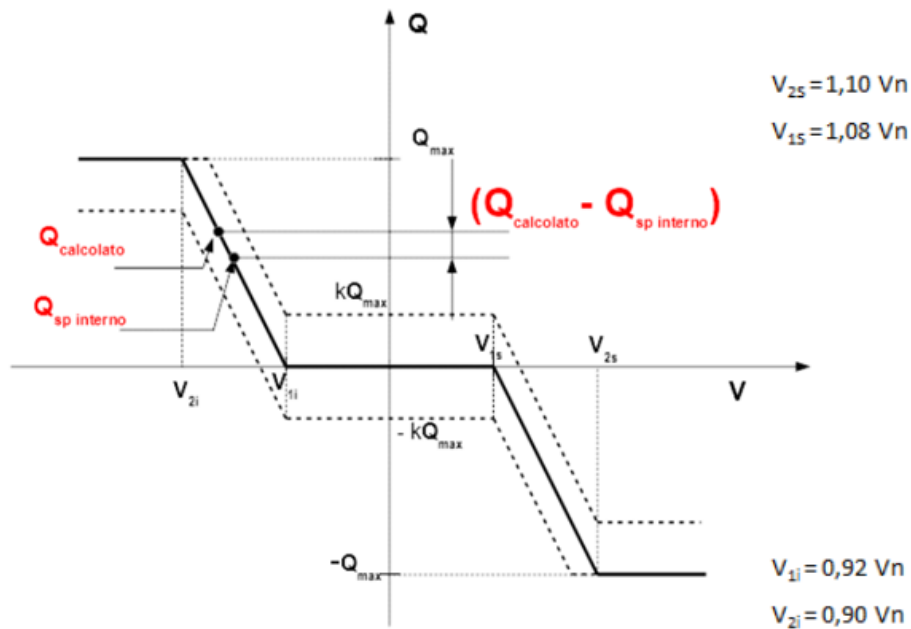


Figura 3.6. Curva di regolazione richiesta del  $Q = f(V)$  [44]

I valori devono essere calcolati sempre in funzione dei valori mediati di V, e con cadenza ΔT. Anche in questo caso, prima di inviare il nuovo valore calcolato nell’anello di regolazione lenta, deve essere verificata la seguente condizione:

$$|Q_{calcolato} - Q_{sp\ interno}| \geq \delta Q \text{ dove } \delta Q = \sigma^{29}$$

In questo caso è necessario che l’algoritmo verifichi i livelli di lock-in e lock-out in potenza, in un modo simile a quello già descritto per la tensione di lock-in e lock-out nel calcolo del  $\cos\varphi(P)$ : una volta attivata la regolazione in seguito al superamento della potenza di lock-in, la macchina la interrompe solo se la tensione rientra all’interno della deadband, o al superamento della potenza di lock-out in termini di valore inferiore. Anche in questo caso i valori della potenza e della tensione devono essere mediati su ΔT.

Tabella 3.4. Parametri della funzione Q(V) [44]

Parametro	Unità di misura	Range	Riferimento	Valore di default	Presenza
k <sup>30</sup>	-	-1.00..1.00	-	0	Controllabilità Opzionale
Potenza attiva di lock-in	p.u.	0.00..max	Pn	0.05	Controllabilità Opzionale
Potenza attiva di lock-out	p.u.	0.00..max	Pn	0.05	Controllabilità Opzionale
V superiore 1	p.u.	0.00..max	Vn al PdC	1.08	Controllabilità Opzionale
V inferiore 1	p.u.	0.00..max	Vn al PdC	0.92	Controllabilità Opzionale
V superiore 2	p.u.	0.00..max	Vn al PdC	1.10	Controllabilità Opzionale
V inferiore 2	p.u.	0.00..max	Vn al PdC	0.90	Controllabilità Opzionale

**1.12.4 Limitazione di P per valori della tensione prossimi al 110% di Un**

Per la limitazione della potenza attiva in funzione di valori prossimi al 110% o su comando esterno viene specificato un unico requisito: è sufficiente che la rampa non preveda gradini (sia quindi lineare nella modulazione) e non abbia un gradiente di regolazione più veloce del 33% Pn/s.

**1.12.5 Richiesta di un setpoint di P al PdC**

La richiesta del setpoint di P al PdC deve essere fatta con segno negativo per la potenza in immissione e positivo per quella in assorbimento, sempre e comunque nel rispetto dei limiti di capability della macchina: qualora venisse raggiunto il limite tecnico dell’impianto, il CCI dovrà dare delle priorità alla richiesta di potenza reattiva [45], limitando dunque la potenza attiva scambiata, a meno che la potenza attiva erogata dalla macchina non sia un setpoint di potenza su comando esterno.

Quindi ad esempio se un impianto FV si trova ad operare al massimo della potenza attiva e riceve un servizio di rete relativo ad uno scambio di potenza reattiva, il suddetto impianto deve ridurre la potenza attiva immessa in modo da soddisfare la richiesta di scambio di potenza reattiva. Ma al tempo stesso se un generatore si trova a soddisfare un certo setpoint di potenza attiva, e successivamente arriva una richiesta di potenza reattiva dall’anello di regolazione lento del CCI che complessivamente supera la capability della macchina, valgono le regole di priorità specificate in Tabella 3.1.

In ogni caso la fornitura di potenza attiva dei generatori o dei sistemi di accumulo per la FCR effettuata dal controllo interno della macchina deve avere priorità massima su tutte le altre regolazioni del CCI appena descritte. Si ricorda inoltre che a prescindere dal punto di lavoro richiesto dal CCI, secondo quanto richiesto dall’Allegato A.15 del Codice di Rete di Terna, tutti gli impianti devono avere una quota riserva di potenza da tenere sempre a disposizione per la FCR sia nel punto massimo che nel punto minimo di lavoro della macchina.

<sup>29</sup>  $\sigma = 5\%Q_{max}$  di default ma deve poter essere modificato

<sup>30</sup> Solo per sistemi di accumulo





## 4. Sviluppo dell'architettura del CCI e implementazione su una rete di benchmark

In questo capitolo verrà spiegato il lavoro principale di questo elaborato, ovvero lo sviluppo dell'architettura del CCI, dell'algoritmo per la gestione di un UVAM e la loro implementazione su una rete di benchmark della CIGRE sul software DIgSILENT PowerFactory 2022 (in seguito DPF).

Quest'ultimo è un software commerciale, ampiamente usato sia in ambito industriale che in ambito universitario, per l'analisi di sistemi di generazione e reti di trasmissione e distribuzione [46]. È un software molto completo e avanzato che permette il calcolo di valori istantanei della rete (Load Flow), ma anche il calcolo di valori efficaci (Root Mean Square) nel dominio del tempo, sia per i transitori elettromeccanici (simulazioni RMS) che per transitori elettromagnetici (simulazioni EMT). Sono presenti anche altri tipi di simulazioni, ma per questo lavoro verranno utilizzate solo quelle di tipo RMS. Il grosso vantaggio di questo software è la presenza di modelli precompilati, sia normati (IEC, IEEE) che sviluppati da DIgSILENT stessa, dell'architetture di controllo di alcuni elementi attivi quali generatori, carichi variabili e motori, sia un'ampia scelta tra elementi di tipo passivo quali linee, trasformatori, carichi statici, shunt etc.

Il software utilizza come linguaggio di programmazione utente il linguaggio DPL (DigSILENT Programming Language), creato ad hoc da DIgSILENT GmbH e basato su Python per estendere le funzionalità di PowerFactory e automatizzare i processi di simulazione e analisi del sistema di alimentazione elettrica [46].

Con DPL, l'utente di PowerFactory può creare script e macro per automatizzare compiti ripetitivi, modificare dati di simulazione, creare funzioni matematiche e integrare algoritmi proprietari e di terze parti nel software. Per questo motivo l'architettura del CCI e l'algoritmo di gestione dei generatori sono stati interamente sviluppati in DPL.

### 1.13 La rete di benchmark

La rete utilizzata per l'analisi in DPF si basa sul documento proposto dalla (CIGRE) chiamato "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources" [47], che propone una rete di benchmark rappresentativa di un sistema di distribuzione in media tensione (20kV) nella tipica configurazione Europea (sistema a 50Hz), realizzata proprio per l'analisi dell'integrazione delle DER's a più livelli. Ha il vantaggio di poter essere studiata sia in configurazione magliata, sia in configurazione radiale attraverso la chiusura dei rispettivi interruttori di linea.

I carichi sono esclusivamente di tipo commerciale e residenziale, quindi la rete è rappresentativa di una area urbanizzata.

#### 1.13.1 Topologia della rete

La rete di benchmark, il cui schema unifilare è presente in Figura 4.1, è composta da due trasformatori di distribuzione AT/MT (110kV/20kV) che alimentano due montanti differenti. I tre interruttori S1, S2 ed S3 permettono lo studio della rete nelle seguenti configurazioni:

- tutti gli interruttori aperti: le due linee sono in configurazione radiale;
- S2 e S3 chiusi, S1 aperto: la rete 2 è in configurazione radiale mentre la rete 1 è in configurazione ad anello;
- tutti e tre gli interruttori chiusi: l'intera rete è magliata e alimentata da due sottostazioni diverse.

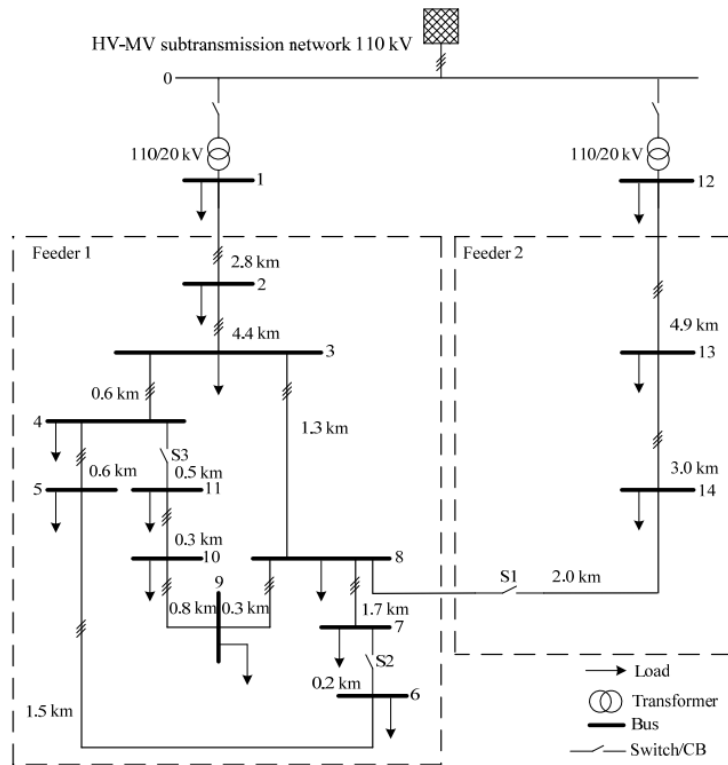


Figura 4.1. Topologia della rete di distribuzione di benchmark in MT [47]

Nelle simulazioni effettuate per questo lavoro di tesi, la rete è sempre stata esercita in configurazione radiale (tutti gli interruttori aperti), come si può vedere nella ricostruzione semplificata in Figura 4.2.

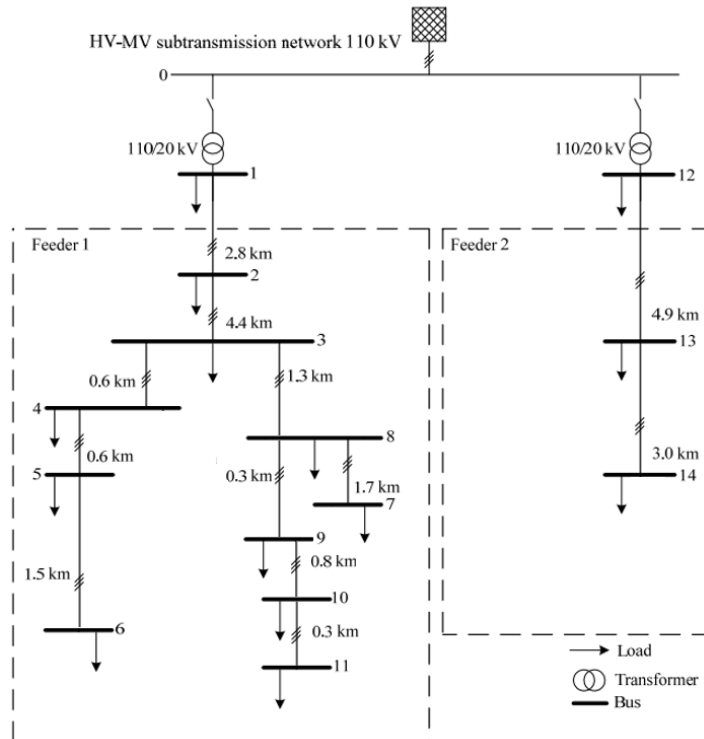


Figura 4.2. Configurazione radiale della rete di distribuzione di benchmark usata per le simulazioni

### 1.13.2 Linee

Le linee sono sia aree che in cavo. Le prime sono realizzate con conduttori nudi in alluminio, con o senza armatura in acciaio e non è presente il neutro. Le seconde sono realizzate con conduttori in alluminio, isolamento in XLPE e schermo in rame. In ogni caso le linee in cavo sono per la maggiore, essendo una rete che rappresenta una area urbana europea. I parametri e il posizionamento delle linee sono specificati nelle seguenti tabelle.

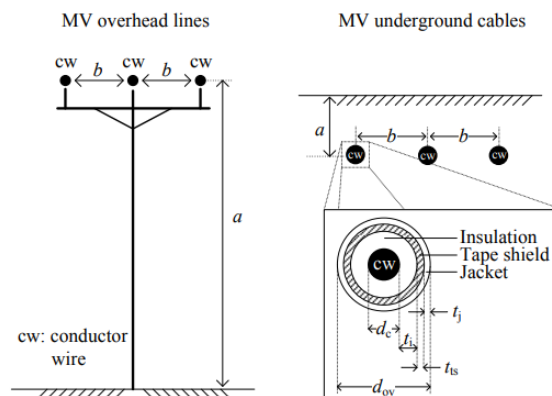


Figura 4.3. Geometria delle linee aeree e in cavo della rete [47]

Tabella 4.1. Distanze tra i conduttori e tra conduttori e terreno [47]

Installation	$a$	$b$
	[m]	[m]
Overhead	9.5	1.0
Underground	0.7	0.3

Tabella 4.2. Parametri dei conduttori delle linee aeree [47]

Conductor ID	Type	Stranding	Cross-sectional Area	$d_c$	$GMR$	$R'_{dc}$ at 20 °C	$R'_{ac}$ at 50 °C
			[mm <sup>2</sup> ]	[cm]	[cm]	[Ω/km]	[Ω/km]
1	A1	7	63	1.02	0.370	0.4545	0.5100

Tabella 4.3. Parametri dei conduttori delle linee in cavo [47]

Conductor ID	Type	Stranding	Cross-sectional Area	$d_c$	$GMR$	$R'_{dc}$ at 20 °C	$R'_{ac}$ at 90 °C	$t_i$	$t_j$	$t_{ts}$	$d_{ov}$
			[mm <sup>2</sup> ]	[cm]	[cm]	[Ω/km]	[Ω/km]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]
2	NA2XS2Y	19	120	1.24	0.480	0.253	0.338	5.5	2.5	0.2	34.2

Le linee aeree sono state parametrizzate in DPF attraverso l'uso del Conductor Type (TypCon) e del Tower Type (TypTow). Nel primo sono stati inseriti i parametri elettrici dei conduttori utilizzati, mentre nel secondo è definito il loro adattamento geometrico sul traliccio, che ne modifica i diversi accoppiamenti e quindi anche la matrice alle impedenze. Nel TypCon sono richiesti i valori di resistenza in DC alla temperatura di 20°C. In [47] vengono forniti i valori delle linee e la loro lunghezza come riportato in Tabella 4.4. Per avere una coerenza tra i valori forniti e quelli ottenuti con il software di analisi, è stato necessario inserire nel TypCon il valore della resistenza AC a 50° fornita in [47] al posto di quella in DC a 20°C, ma disattivando l'opzione "skin effect". A questo punto i valori calcolati dal software e quelli ottenuti dal documento della CIGRE sono coerenti come riportato in Tabella 4.5.

Tabella 4.4. Parametri delle linee e nodi di interconnessione [47]

Line segment	Node from	Node to	Conductor ID	$R'_{ph}$	$X'_{ph}$	$B'_{ph}$	$R'_0$	$X'_0$	$B'_0$	$l$	Installation
				[ $\Omega$ /km]	[ $\Omega$ /km]	[ $\mu$ S/km]	[ $\Omega$ /km]	[ $\Omega$ /km]	[ $\mu$ S/km]		
1	1	2	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	2.82	underground
2	2	3	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	4.42	underground
3	3	4	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.61	underground
4	4	5	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.56	underground
5	5	6	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.54	underground
6	6	7	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.24	underground
7	7	8	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.67	underground
8	8	9	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.32	underground
9	9	10	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.77	underground
10	10	11	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.33	underground
11	11	4	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.49	underground
12	3	8	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.30	underground
13	12	13	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	4.89	overhead
14	13	14	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	2.99	overhead
15	14	8	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	2.00	overhead

Tabella 4.5. Valori kilometrici delle linee

Parametri della linea aerea [ $\Omega$ /km]							
$R'_{ph}$		$X'_{ph}$		$R'_0$		$X'_0$	
[47]	DPF	[47]	DPF	[47]	DPF	[47]	DPF
0.510	0.510	0.366	0.366	0.658	0.655	1.611	1.614

I cavi interrati NA2XS2Y da 120mm<sup>2</sup> sono già presenti nelle librerie DPG e per questo non è stato necessario modellarli.

### 1.13.3 Le cabine primarie

Vengono forniti i dati dei due trasformatori in cabina primaria come riportato in Tabella 4.6.

Tabella 4.6. Parametri dei trasformatori in cabina primaria [47]

Node from	Node to	Connection	$V_1$	$V_2$	$Z_{tr}\dagger$	$S_{rated}$
			[kV]	[kV]	[ $\Omega$ ]	[MVA]
0	1	3-ph Dyn1	110	20	0.016+j1.92	25
0	12	3-ph Dyn1	110	20	0.016+j1.92	25

$\dagger$  refers to  $V_2$  side

Per semplicità si è deciso di usare come punto di partenza trasformatori già presenti in libreria, ma adattandoli con i parametri forniti in [47]. I valori dell'impedenza del trasformatore sono stati inseriti nel software in pu, calcolati attraverso la nota  $Z_{base} = U_n^2/S_n$ . I trasformatori sono dotati di tap changer:

- al primario:  $\pm 5\%$  con gradini del 2.5% modificabile a vuoto;
- al secondario:  $\pm 10\%$  con 17 gradini dello 0.625% (compreso la posizione di zero), e tap changer modificabile anche sotto carico in maniera automatica.

Le cabine primarie sono connesse alla rete di Alta Tensione a 110kV con i parametri di potenza di cortocircuito e rapporto R/X in Tabella 4.7.

Tabella 4.7. Parametri della rete equivalente in alta tensione [47]

Nominal system voltage	Short circuit power, $S_{sc}$	R/X ratio
[kV]	[MVA]	
110	5000	0.1

### 1.13.4 I carichi

Può essere così costruita la rete di benchmark di tipo passivo inserendo i carichi simmetrici con i dati forniti da [47] e riportati in Tabella 4.8. Si nota che i carichi al nodo 1 e al nodo 12 sono particolarmente elevati rispetto agli altri, questo perché sono l'aggregazione di più carichi di linee diverse, che non vengono sviluppate graficamente nel software ma vengono semplicemente rappresentate da due carichi equivalenti.

Tabella 4.8. Parametri dei carichi della rete [47]

Node	Apparent Power, $S$ [kVA]		Power Factor, $pf$	
	Residential	Commercial / Industrial	Residential	Commercial / Industrial
1	15300	5100	0.98	0.95
2	---	---	---	---
3	285	265	0.97	0.85
4	445	---	0.97	---
5	750	---	0.97	---
6	565	---	0.97	---
7	---	90	---	0.85
8	605	---	0.97	---
9	---	675	---	0.85
10	490	80	0.97	0.85
11	340	---	0.97	---
12	15300	5280	0.98	0.95
13	---	40	---	0.85
14	215	390	0.97	0.85

È disponibile in [47] anche il profilo dei carichi giornalieri, presenti in Figura 4.4 e molto utili per eventuali casi studio.

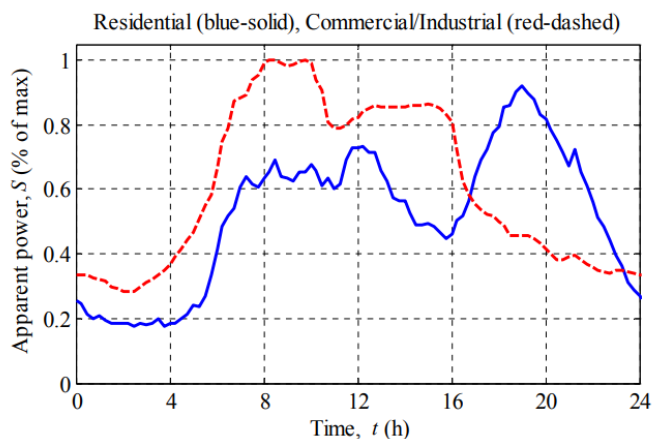


Figura 4.4. Profili giornalieri dei carichi sulla rete [47]

### 1.13.5 La generazione distribuita

La generazione distribuita integrata nella rete di benchmark è stata scelta in funzione del modello proposto in [47], ma adattando le diverse potenze e rendendole significative al fine di un'eventuale aggregazione. In Figura 4.5 viene riportata la disposizione della generazione distribuita e in Tabella 4.9 le potenze scelte per i diversi generatori. Anche in questo caso la generazione da parte di impianti fotovoltaici sulle sbarre 1 e 12, come per i carichi, sono aggregazioni di più impianti di produzione di una rete più estesa che per semplicità di trattazione verranno considerati come un unico POD dell'UVAM.

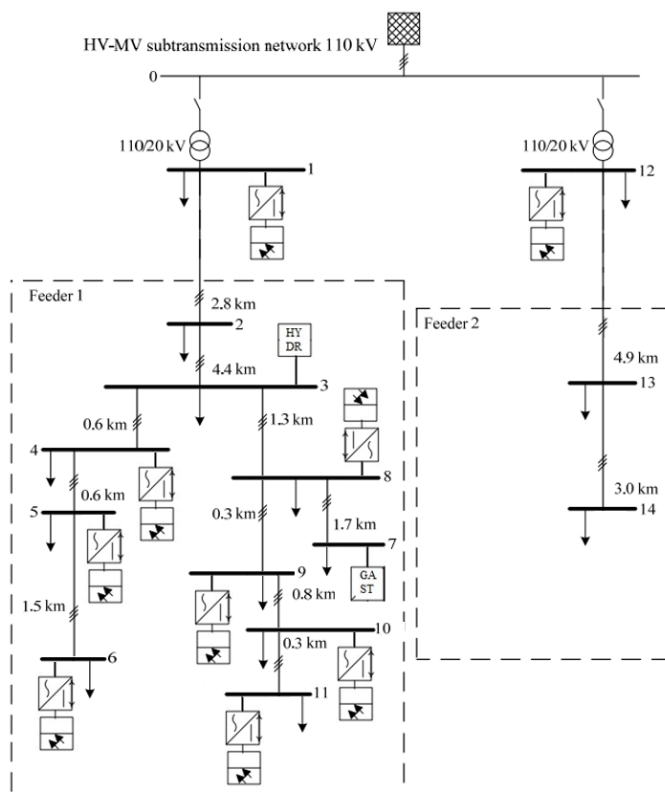


Figura 4.5. Disposizione dei generatori nella rete di benchmark

Tabella 4.9. Potenze degli impianti di produzione

Nodo	Tipologia di UP	$P_{max}$ [kVA]
1	Fotovoltaico	5.000
3	Impianto Idroelettrico	10.000
4	Fotovoltaico	750
5	Fotovoltaico	400
6	Fotovoltaico	400
7	Turbina a Gas	10.000
8	Fotovoltaico	300
9	Fotovoltaico	350
10	Fotovoltaico	300
11	Fotovoltaico	150
12	Fotovoltaico	5.000
<b>TOTALE UVAM</b>		<b>32.250</b>

#### 1.14 I modelli dei generatori

Come è stato anticipato, lo scopo di questa tesi è quello di sviluppare l'architettura di un CCI che elabori dei setpoint, siano essi calcolati internamente, siano essi provenienti dall'esterno (BSP, DSO e altri utenti abilitati), per poi comandare i generatori al fine di regolarne la produzione di potenza attiva e reattiva e rispettare gli ordini di dispacciamento. I generatori funzionano secondo una logica interna per il raggiungimento dei setpoint richiesti: è quindi importante che alla base ci sia un controllo dei generatori correttamente funzionante che gli permetta di essere comandati dal CCI. DPF ha delle librerie molto complete in cui sono presenti diversi modelli utilizzabili per il controllo dei generatori sincroni e statici. È stato però necessario adattarli al fine di farli comunicare con il CCI. Inoltre, si è resa necessaria

anche una regolazione dei PI al fine di rispettare i tempi di raggiungimento del setpoint imposti dalla normativa CEI 0-16.

Tutti i controlli interni alla libreria di PF sono predisposti per la partecipazione alla regolazione primaria della frequenza che per i generatori di potenza inferiore ai 10MVA non è obbligatoria [23] e di conseguenza è stato necessario escludere questa parte del controllo.

### 1.14.1 Generatori sincroni

Per i generatori sincroni DPF propone dei modelli che hanno la regolazione primaria sia di frequenza che di tensione non disattivabile. Inoltre, non accettano setpoint di potenza attiva e reattiva come input. Per questo motivo è stato scelto di usare un modello che rappresenta un generico impianto di generazione distribuita per il quale i quali controlli sulla regolazione primaria sono disattivabili già di base. Inoltre, accettano senza problemi i setpoint di potenza attiva e reattiva che arrivano dal CCI.

Il template è stato modificato per integrare il CCI al suo interno e il risultato è quello che si può vedere in Figura 4.6.

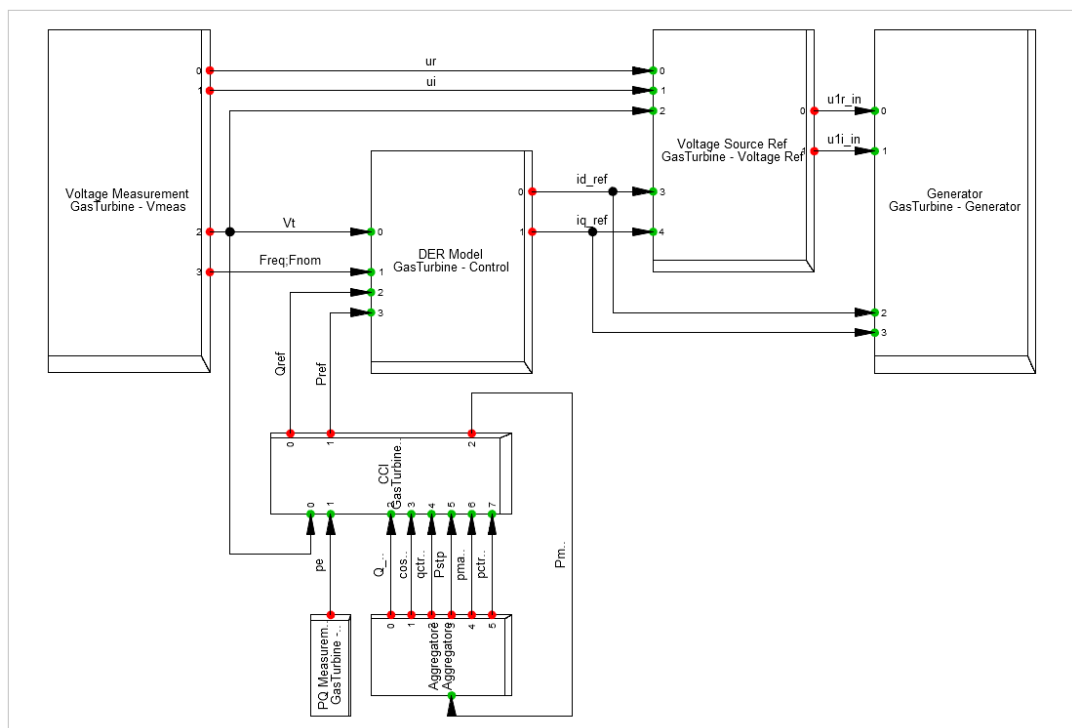


Figura 4.6. Frame per la Generazione Distribuita

Il modello della macchina viene rappresentato con un modello equivalente il cui sistema di riferimento è quello rotante in dq, ovvero tramite coordinate di Park [48].  
 Il controllo in dq è effettuato dal blocco "DER Model" presente in Figura 4.7 le cui costanti sono state impostate come in Tabella 4.10.

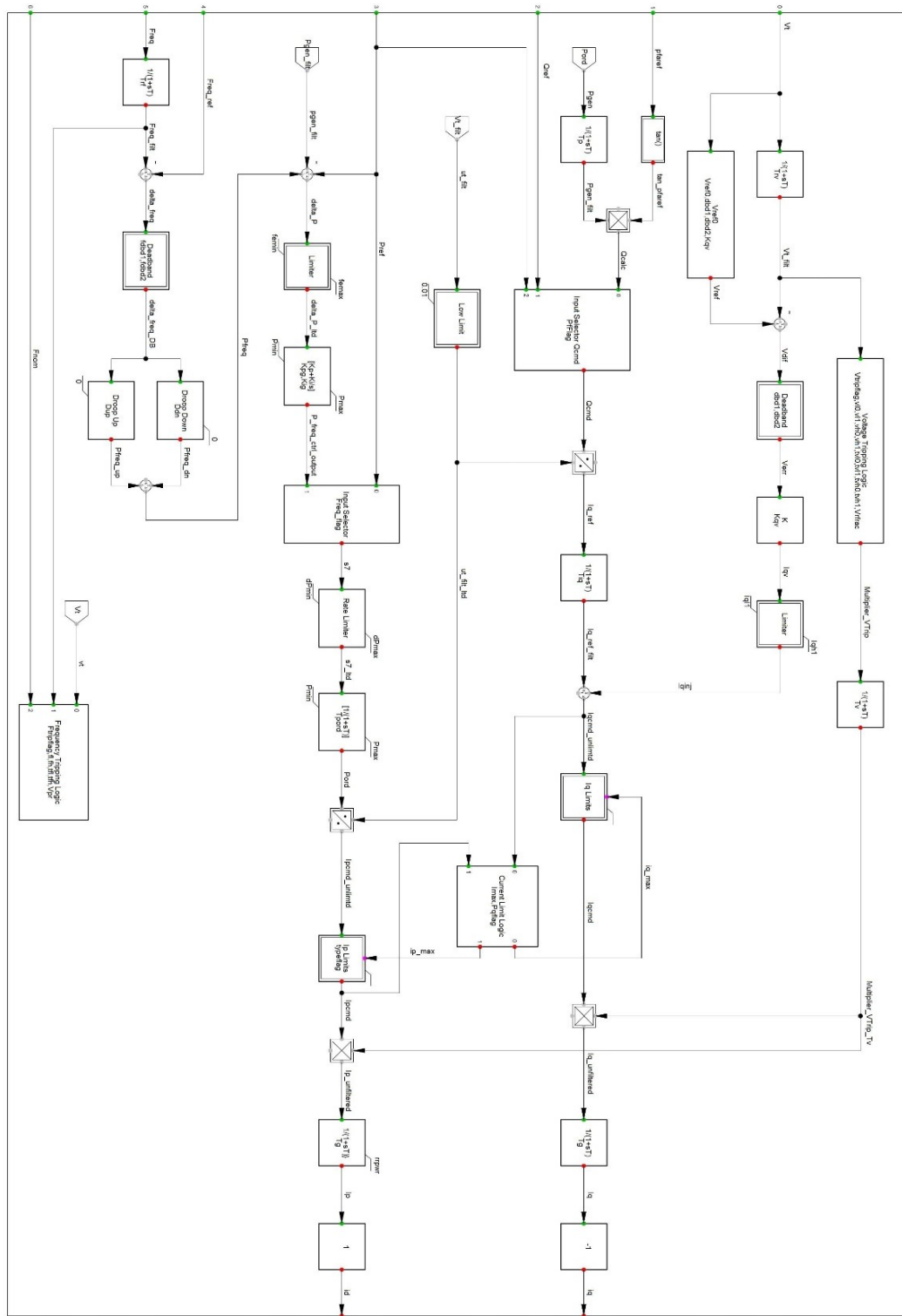


Figura 4.7 Controllo del generatore per riferimenti di  $i_d$  e  $i_q$



Tabella 4.10. Parametri del controllo degli impianti di generazione distribuita

	Parameter
typeflag Unit type: 0 = Generator, 1 = Storage	0,
Trv Transducer time constant voltage measurement [s]	0,02
Vref0 Voltage reference set-point(>0; if<=0: Vref=Vt) [p.u.]	-1,
dbd1 Lower voltage deadband (over-voltage) [p.u.]	-0,05
dbd2 Upper voltage deadband (under-voltage) [p.u.]	0,05
Kqv Proportional voltage control gain [p.u./p.u.]	0,
Tp Transducer time constant power measurement [s]	0,02
PfFlag Control flag: 0 = Q control, 1 = power factor ctrl.	0,
Tiq Q control time constant [s]	0,02
Trf Transducer time constant frequency measurement [s]	0,1
Freq_flag Frequency control flag: 0=disabled, 1=enabled	0,
Ddn Frequency control droop gain (down-side) [p.u./p.u.]	20,
Dup Frequency control droop gain (up-side) [p.u./p.u.]	0,
fdbd1 Lower frequency ctrl. deadband (over-freq.) [p.u.]	-0,0006
fdbd2 Upper frequency ctrl. deadband (under-freq.) [p.u.]	0,0006
Kpg Active power control proportional gain [p.u.]	0,1
Kig Active power control integral gain [p.u.]	10,
Tpord Power order time constant [s]	0,02
Imax Maximum converter current [p.u.]	1,2
Pqflag Priority for current limit: 0 = Q priority, 1 = P prio.	0,
Tg Current control time constant [s]	0,02
Vtripflag Voltage tripping: 0 = disabled, 1 = enabled	0,
vI0 Voltage break-point for low voltage cut-out [p.u.]	0,5
vI1 Voltage break-point for low voltage cut-out [p.u.]	0,88
vh0 Voltage break-point for high voltage cut-out [p.u.]	1,2
vh1 Voltage break-point for high voltage cut-out [p.u.]	1,05
tvI0 Timer for low voltage break-point 0 (vI0) [s]	0,05
tvI1 Timer for low voltage break-point 1 (vI1) [s]	2,
tvh0 Timer for high voltage break-point 0 (vh0) [s]	0,05
tvh1 Timer for high voltage break-point 1 (vh1) [s]	2,
Vfrac Fraction (0..1) that recovers after voltage recovery	0,7
Tv Time constant on output of voltage cut-out [s]	0,02
Ftripflag Frequency tripping: 0 = disabled, 1 = enabled	0,
fI Frequency break-point for low freq. cut-out, values >...	59,93
fH Frequency break-point for high freq. cut-out, values ...	60,07
tfl Timer for low frequency break-point (fI) cut-out [s]	7,1
tfh Timer for high frequency break-point (fH) cut-out [s]	7,1
Vpr Minimum voltage to disable frequency tripping [p.u.]	0,8
Iql1 Minimum limit of reactive current injection [p.u.]	-1,
femin Frequency control minimum error [p.u.]	-99,
Pmin Minimum power [p.u.]	0,05
dPmin Minimum power ramp rate (down) [p.u./s]	-0,33
Iqh1 Maximum limit of reactive current injection [p.u.]	1,
femax Frequency control maximum error [p.u.]	1,
Pmax Maximum power [p.u.]	1,1
dPmax Maximum power ramp rate (up) [p.u./s]	0,33
rrpwr Max. power rise ramp rate following a fault [p.u./s]	0,2

### 1.14.2 Fotovoltaico

Gli impianti fotovoltaici integrati nella rete di benchmark sono basati su un template proprietario di DPF chiamato "DIGSILENT PV System 3PH 50Hz" i cui principali elementi del controllo del Frame in Figura 4.8 vengono descritti in Tabella 4.11.

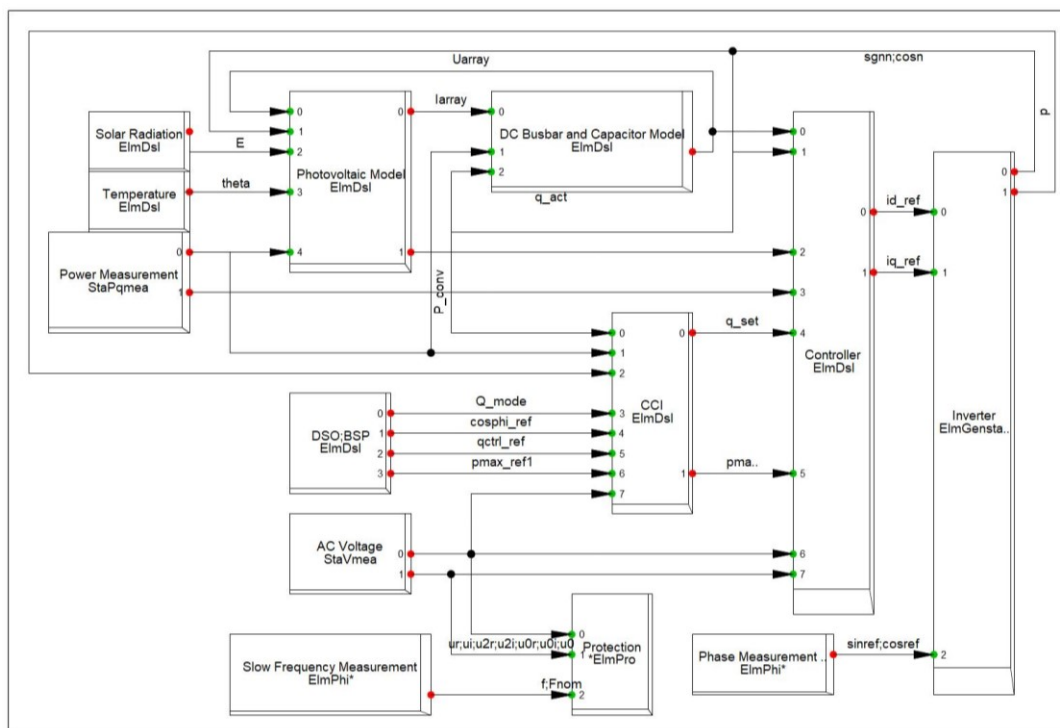


Figura 4.8. Frame dell'impianto fotovoltaico modificato

Tabella 4.11. Elementi che modellano l'impianto fotovoltaico in DPF [48]

SLOT	DESCRIZIONE
<i>Inverter</i>	Inverter Trifase
<i>Photovoltaic Model</i>	Rappresentazione celle fotovoltaiche
<i>DC Busbar and Capacitor</i>	DC bus dell'inverter
<i>Controller</i>	Trasforma i setpoint richiesti in riferimenti id,iq
<i>Protection</i>	Protezione da sovralfrequenza e sovratensione
<i>PowerMeasurement</i>	Misura p,q in pu alla sbarra
<i>AC Voltage</i>	Misura della tensione in pu alla sbarra
<i>Phase Measurement</i>	Misura la fase istantanea della tensione
<i>Slow Frequency Measurement</i>	Misura la frequenza in uscita dall'inverter
<i>Solar Radiation</i>	Radiazione solare
<i>Temperature</i>	Temperatura ambientale

Anche in questo caso il frame è stato adattato per accettare i setpoint del CCI: rispetto al modello originale sono stati rimossi i controlli per la regolazione primaria di tensione, è stato integrato il CCI e non vengono usati i blocchi che regolano la tensione delle celle fotovoltaiche in funzione della radiazione solare e della temperatura ambientale in quanto non è lo scopo di questa tesi. Inoltre, è stato integrato un controllo sulla massima potenza attiva dell'inverter al fine di poter accettare il setpoint di  $P_{max}$  del CCI.

Il modello del fotovoltaico sviluppato da DPF e utilizzato dalla rete di benchmark è composto da un generatore statico che rappresenta l'insieme dei pannelli fotovoltaici e impone una certa tensione al bus DC dell'inverter e da un sistema di controllo che, in funzione della tensione al bus DC, calcola i

riferimenti di corrente  $i_d$  e  $i_q$  per comandare l'inverter. I parametri del controllo sono stati impostati come in Tabella 4.12.

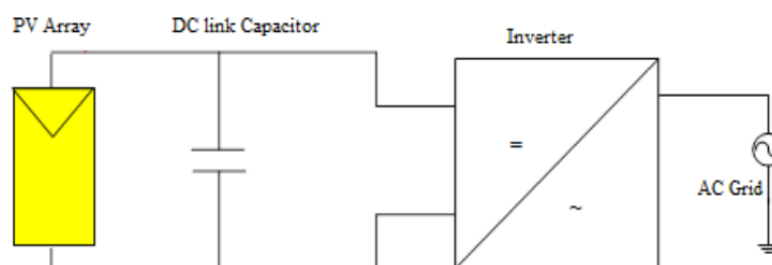


Figura 4.9. Schema semplificato del modello del fotovoltaico implementato su DPF [48]

Tabella 4.12. Parametri del controllo per il calcolo dei riferimenti in dq del modello fotovoltaico

	Parameter	
Kp	Gain, Active Power PI-Controller	0,005
Tip	Integration Time Constant, Active Power PI-Ctrl. [s]	0,3
RegMode	Regulation Mode (0: Q-control,1: Voltage-cont...	0,
Tr	Measurement Delay [s]	0,001
Tmpp	Time Delay MPP-Tracking [s]	5,
K_FRT	Gain for Dynamic AC Voltage Support	2,
Kpq	Gain, Reactive Power PI-Controller	0,1
Kiq	Integration gain, Reactive Power PI-Ctrl.	4,
Tpick	Pick-up time for fault detection [s]	0,01
Ulvrt	Voltage threshold for LVRT detection [p.u.]	0,9
Uhvrt	Voltage threshold for HVRT detection [p.u.]	1,1
Tdyn_max	Max. duration of fault mode [s]	5,
Udynlim	Voltage threshold for Limited Dynamic AC Volta...	0,7
dynlim_on	Limited Dynamic AC Voltage Support Mode(0...	0,
T	filtro sul setpoint impostato dal DSO [s]	0,
id_min	Min. Active Current Limit [p.u.]	0,
grdmin	Min. active power gradient [%Pbinst/s]	-0,33
U_min	minimal allowed DC-voltage [V]	200,
iq_min	Min. Reactive Current Limit [p.u.]	-1,
grdmax	Max. active power gradient [%Pbinst/s]	0,33
iq_max	Max. Reactive Current Limit [p.u.]	1,
maxAbsCur	Max. allowed absolute current [p.u.]	1,1
maxIq	Max.abs reactive current in normal operation [p.u.]	1,
maxCurrLimDyn	Max.abs current in Limited Dynamic AC ...	0,1

### 1.15 Sviluppo del modello del CCI

L'architettura del CCI sviluppata per la realizzazione del progetto è stata fatta interamente in DPF. Alcune delle macro usate nello schema a blocchi sono quelle presenti dalla libreria di DPF, ma la maggior parte di esse è stata modificata o creata ad hoc. È stato quindi fondamentale apprendere l'uso del linguaggio DPL e delle principali funzioni che esso utilizza.

#### 1.15.1 Implementazione delle PF1

DPF presenta in libreria degli elementi che rappresentano i dispositivi di misura per la misura dei valori efficaci di tensione, corrente e potenza. Ricordando però che le misure Mc200, sono misure elaborate ogni 200ms, mentre in DPF le misure vengono acquisite in real-time (ogni step size della simulazione), è importante ricreare la condizione di funzionamento reale durante le simulazioni. Per questo motivo attraverso una combinazione di macro, visibile in Figura 4.10, le misure in real-time (segnali *ut* per la tensione e *pe* per la potenza attiva) vengono semplicemente acquisite ogni 200ms e tenute costanti per i 200ms successivi realizzando così le misure Mc200 (segnali *u\_mc200* e *pe\_mc200*): il segnale misurato sarà un'approssimazione a gradini del segnale reale. Per realizzare le misure McΔt invece, sono presenti i blocchi *Moving Avarage* che eseguono una media dell'input su una finestra temporale impostata dall'utente pari al tempo di ciclo (*Tlength*).

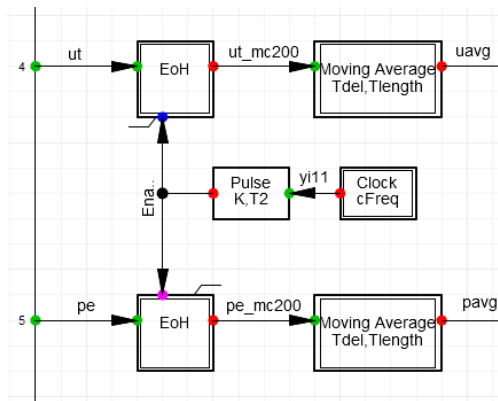


Figura 4.10. Schema a blocchi per l'acquisizione delle misure

Impostando i parametri  $cFreq=5\text{Hz}$ , e la generazione degli impulsi ogni  $K=0.1\text{s}$  per  $T2=0.1\text{s}$ , l'algoritmo dovrebbe generare un impulso che ogni 200ms lascia passare la misura attraverso il blocco EoH.

Per validare il controllo realizzato per l'acquisizione delle misure, viene eseguita una simulazione in cui vengono riportati i segnali dello schema a blocchi per le misure Mc200. Si nota come ogni secondo vengono generati 5 impulsi dal blocco *pulse* che attivano i blocchi di EoH (*Enable or Hold*), lasciando così passare l'ultimo valore campionato. Questo vuol dire che le misure vengono acquisite con una frequenza di 5Hz equivalente a 2ms, come si può notare anche in Figura 4.12 e come volevasi dimostrare.

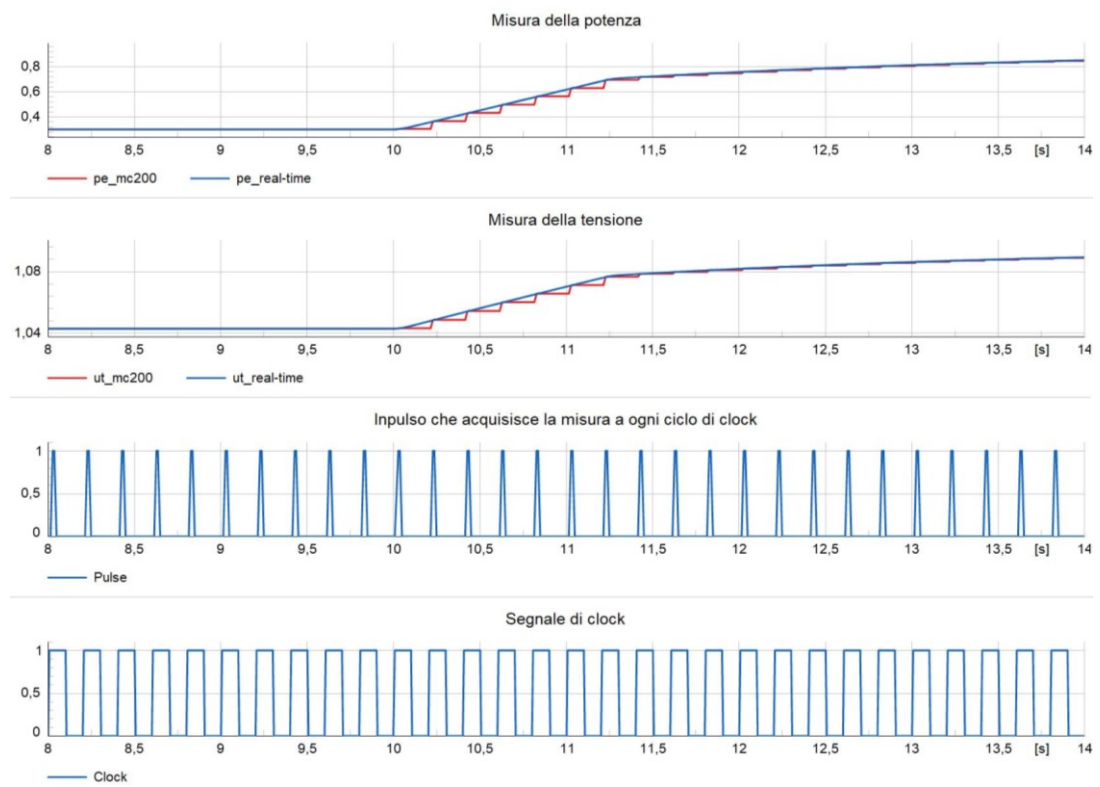


Figura 4.11. Simulazione delle misure acquisite

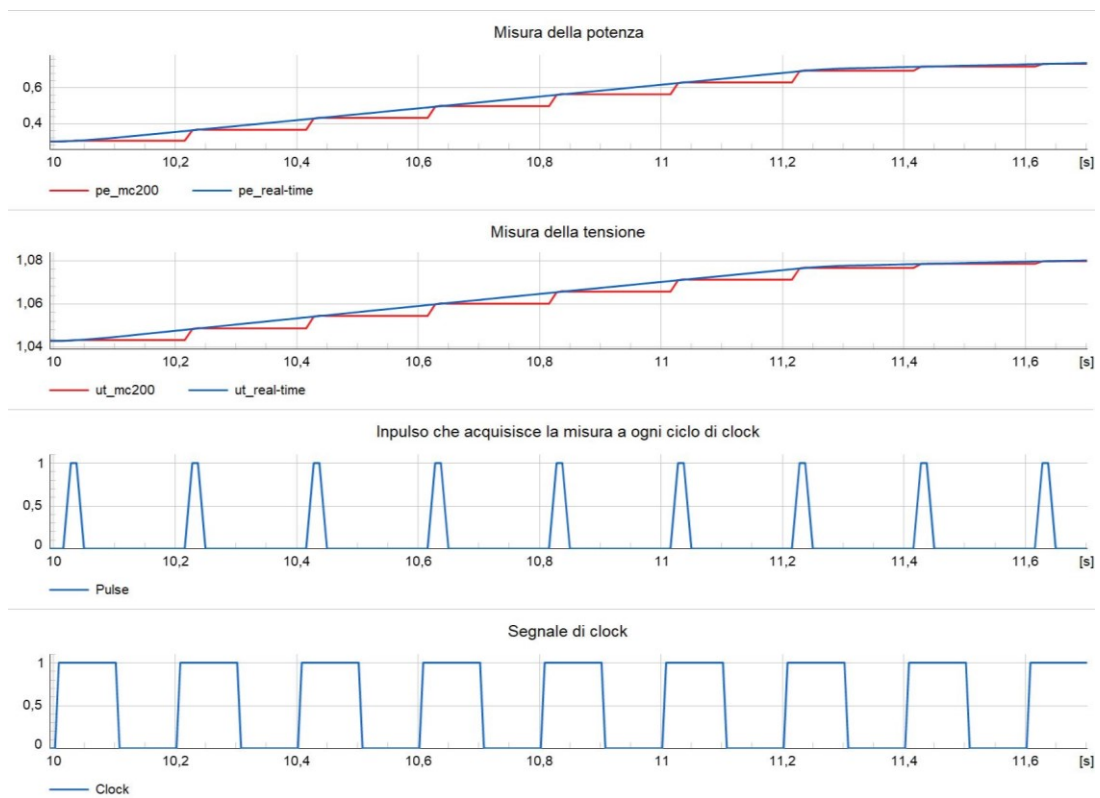


Figura 4.12. Simulazione dettagliata delle misure acquisite

Allo stesso modo di quanto appena visto viene anche introdotto un ritardo di 4 secondi sulle misure inviate dall'impianto al DSO in quanto "la modalità di trasmissione di tutte le misure deve rendere fruibile il dato all'interfaccia del CCI verso il DSO con periodicità di 4 secondi" [44]. Questo è fondamentale per la rappresentazione di un caso reale in cui il BSP comanda i diversi generatori al fine di raggiungere un certo setpoint di potenza dell'UVAM rispetto la Baseline.

### 1.15.2 Implementazione delle PF2 e PF3

Vengono sviluppate e integrate le PF2 relative al calcolo dei setpoint di potenza reattiva, la limitazione di potenza attiva e la PF3 per il calcolo del setpoint di potenza attiva al fine di permettere al generatore di partecipare all'MSD. Viene inoltre creato un controllo per i limiti tecnici dell'impianto mediante la verifica delle curve di capability. L'intero schema a blocchi del CCI sviluppato e visibile in Figura 4.14.

Partendo dall'alto, si possono notare i blocchi relativi alle PF inerenti alla regolazione e il controllo dell'impianto, con il rispetto delle priorità richieste dalla normativa, che svolgono le seguenti funzioni:

- Calcolo del setpoint di potenza reattiva, in funzione della modalità attivata (in verde);
- Rispetto della capability del generatore dando priorità al setpoint di potenza attiva, rispetto a quello di potenza reattiva (in rosso);
- Limitazione automatica della potenza per valori di tensione prossimi al 110% della tensione nominale, o in funzione di un setpoint esterno di massima potenza (in viola).

Per sviluppare gli algoritmi ci si è basati sul concetto del V-model (Figura 4.13), per il quale, a partire dalla fase di concept e design, si è passati alla fase di implementazione per poi concludere con il test e la validazione dell'algoritmo. Questo approccio permette di ridurre i tempi di progettazione e gli errori.

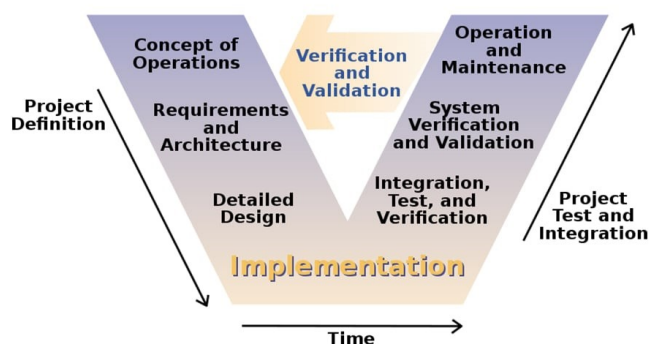


Figura 4.13. V-model concept

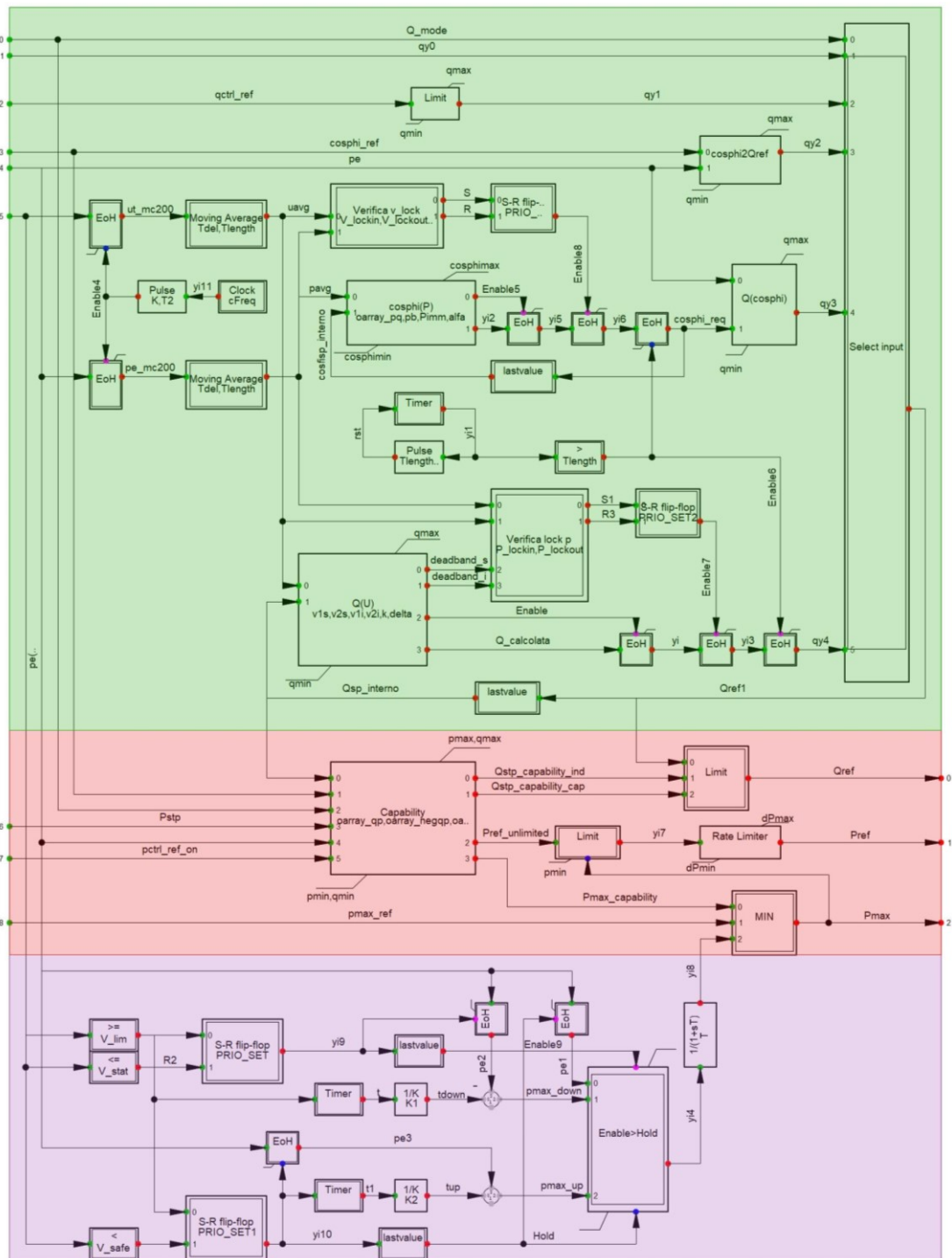


Figura 4.14. Architettura del CCI sviluppato

### 1.15.2.1 Calcolo del setpoint di potenza reattiva

Le misure che vengono usate per il calcolo dei setpoint dell'anello lento e per i valori di lock-in e lock-out sono valori mediati sul tempo di ciclo delle misure Mc200. Queste vengono calcolate dal blocco *Moving Average* del CCI. Attraverso i parametri *Tdel* e *Tlength* possono essere impostati nel *Composite* del CCI rispettivamente il ritardo sulla misura e la finestra temporale del calcolo della media mobile (pari a  $\Delta$ , ovvero il tempo di ciclo dell'anello lento).

Attraverso il segnale *Q\_mode* che proviene dall'esterno (DSO o BSP), si può selezionare la modalità di calcolo del setpoint di potenza reattiva da inviare al generatore. Questo avviene grazie l'attivazione di uno dei segnali *qy* attraverso il blocco *Select input*: questi segnali sono calcolati in funzione delle diverse modalità descritte dalla normativa e così programmate:

- *Q\_mode=0*: funzione disattivata, potenza reattiva nulla. Attiva il segnale *qy0* che è sempre pari a zero;
- 
- *Q\_mode=1*: potenza reattiva fissa, impostata da un comando esterno. Attiva il segnale *qy1*, pari al setpoint di Q richiesto dall'esterno, ma limitato in ampiezza dal blocco *Limit*, in funzione della massima potenza reattiva che la macchina può fornire;
- *Q\_mode=2*: potenza reattiva calcolata in funzione del setpoint di  $\cos\phi$  richiesto dall'esterno. Attiva il segnale *qy3* ovvero il valore di potenza reattiva calcolato dal blocco *cosphi2Qref* come:

$$Q_{calcolata} = \sqrt{\frac{p^2 \cdot (1 - \cos\phi_{ref}^2)}{\cos\phi_{ref}^2}} \cdot z; \text{ dove } z = \begin{cases} 1, & \cos\phi_{ref} > 0 \\ -1, & \cos\phi_{ref} < 0 \end{cases}$$

Necessita chiaramente la misura Mc200 della potenza attiva per effettuare il calcolo

- *Q\_mode=3*: potenza reattiva calcolata in base al  $\cos\phi = f(P)$ . In questo caso sono presenti diversi blocchi con diverse funzioni che portano al calcolo del segnale *qy3*:
  - *cosphi(P)*: questo blocco, la cui funzione è riportata in Figura 4.15, in base alla potenza attiva misurata in media mobile, rapportata al valore di *Pimm* come richiesto dalla normativa, calcola il  $\cos\phi$  secondo la curva richiesta in Figura 3.5. Il calcolo viene effettuato come:

$$\cos\phi_{req} = \begin{cases} 1, & p_{avg\_nrm} \leq pb \\ lapprox(p_{avg\_nrm}, oarray_{pq}), & p_{avg\_nrm} > pb \end{cases}, \text{ dove } p_{avg\_nrm} = \frac{p_{avg}}{P_{imm}}$$

Per cui, se la potenza media misurata è minore di *pb* (punto B della curva in Figura 3.5) che di default è 0.5 pu, la funzione *lapprox* esegue un'approssimazione lineare basata su un array monodimensionale così impostato:

Punto Curva	$\frac{P}{P_n}$	$\cos\phi$
A	0.2	-1
B	0.5	-1
C	$P_n$	$\cos\phi_{min}$

Per  $\cos\phi_{min}$  viene inteso il  $\cos\phi$  per la quale la macchina eroga la massima potenza reattiva capacitiva (-Q) verso la rete (al limite della capability). Tutti i valori dell'array e il valore di *pb* possono essere modificati.

Inoltre, il blocco appena descritto genera un segnale di abilitazione (*Enable*) se è valida la seguente condizione:  $|\cos\phi_{req}| - |\cos\phi_{interno}| \geq \delta\cos\phi$  dove  $\delta\cos\phi = \alpha$  e  $\cos\phi_{interno}$  è l'ultimo valore del fattore di potenza inviato all'anello veloce del CCI. Il segnale di abilitazione attraverso un blocco di *Enable or Hold (EoH)*, abilita il valore di  $\cos\phi_{req}$  calcolato, viceversa blocca l'uscita all'ultimo valore richiesto dall'algoritmo.



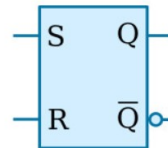
```

pavg_norm= select(Pimm=0,0,pavg/selfix_const(Pimm=0,1,Pimm))
!calcola pavg/Pimm
cosphi_req = lim(select(pavg_norm<=pb,1,
&lapprox(pavg_norm,oarray_pq)), cosphimin, cosphimax)
!calcola il setpoint di cosphi
cosphi_req_abs = abs(cosphi_req)
cosfisp_interno_abs= abs(cosfisp_interno)
!calcola i valori assoluti dei setpoint
Enable = select(abs(cosphi_req_abs-cosfisp_interno_abs)>=alfa,1,0)
!verifica la condizione da normativa

```

Figura 4.15. Funzione del blocco cosphi(P)

- *Verifica v\_lock*: questo blocco, la cui funzione è riportata in Figura 4.17, genera dei segnali di abilitazione, che lasciano passare il valore del  $\cos\phi$  calcolato se sono valide le condizioni sulla tensione di lock-in e di lock-out. In particolare, genera due segnali che possono essere alti (1) oppure bassi (0) in base alle seguenti condizioni: il segnale `lock_in`, diventa 1 se la tensione media è maggiore della tensione di lock-in mentre, il segnale `lock_out` diventa 1 se la  $p_{avg\_nrm}$  è minore o uguale a `pb` o se la tensione media è minore della tensione di lock-out. Dunque questo blocco viene usato anche per portare il fattore di potenza a 1 se la potenza scende sotto la potenza di lock-out. A quel punto i segnali vengono elaborati da un flip-flop SR che opera secondo la logica spiegata in Figura 4.16, abilitando o disabilitano il blocco EoH che lascia passare il segnale precedentemente calcolato.



Characteristic table				
S	R	Q	$\bar{Q}$	Condition
0	0	*	*	latched
0	1	0	1	reset
1	0	1	0	set
1	1	X	X	jammed

\* means previous state  
X means 0 or 1

Figura 4.16. Flip-flop SR e relativa logica

Seguendo la logica si può capire che il segnale viene abilitato a passare solo se la tensione di lock-in è verificata e, anche una volta che viene abilitata l'uscita del flip-flop, questa non viene resettata se la tensione di lock-in scende al di sotto della soglia, come vuole la normativa. Il flip-flop si riporta a zero solo se la viene raggiunta una potenza o una tensione inferiore a quella di lock-out.

```

inc(lock_in)=0
pavg_norm= select(Pimm=0,0,pavg/selfix_const(Pimm=0,1,Pimm))
!calcolo pavg/Pimm

lock_in = select_const(uavg>V_lockin,1,0)!segnale lockin
lock_out = select(pavg_norm<=pb,1,select(uavg<V_lockout,1,0))
!segnale lockout

```

Figura 4.17. Funzione che verifica le condizioni di lock-in e lock-out

- L'ultimo blocco di EoH lascia definitivamente passare il segnale a ogni tempo di ciclo. Infatti, l'anello lento deve inviare all'anello veloce del CCI i diversi setpoint solo dopo il tempo di ciclo  $\Delta t$ . Questo tempo è calcolato dal blocco Timer che viene resettato ogni  $T_{lengh}$ , impostabile dall'utente (tra 10s e 600s in base alla CEI 0-16).
- L'ultimo blocco calcola il setpoint di potenza reattiva da richiedere alla macchina, funzione del  $\cos\varphi$  calcolato, allo stesso modo di come visto per il blocco  $\cos\phi 2Q_{ref}$ .
- $Q_{mode}=4$ : potenza reattiva calcolata come  $Q = f(V)$ . Anche in questo caso sono presenti diversi blocchi con funzioni analoghe:
  - $Q(U)$ : effettua il calcolo vero e proprio della potenza reattiva in funzione della tensione come richiesto dalla curva normata in Figura 3.6. La funzione in DPL è visibile in Figura 4.18.

```

kc=select(k=0,0,(k*qmax)) !calcola parametro k
slope_i = select(k=0,(qmax/(v2i-v1i)),((k-qmax)/(v1i-v2i))) !calcola pendenza inferiore
slope_s = select(k=0,(qmin/(v2s-v1s)),((qmin-k)/(v2s-v1s))) !calcola pendenza superiore

deadband_i=1-v1i !calcola deadband inferiore
deadband_s=v1s-1 !calcole deadband superiore

Pdb =select({uavg<(1-deadband_i)}.and. uavg<1,1,
&select({uavg>(1+deadband_s)}.and. uavg>1,-1,0))
!calcola parametro Pbd per identificare il quadrante

Q_calcolata = select(Pdb>0, lim(slope_i*(uavg-v1i), qmin, qmax),
&select(Pdb<0,lim(slope_s*(uavg-v1s),qmin,qmax),kc))
!calcola il setpoint di Q in funzione di slope, deadband e quadrante

Enable = select_const(abs(Q_calcolata-Qsp_interno)>=delta*qmax,1,0)
!abilita il setpoint solo se è verificata la condizione da normativa

```

Figura 4.18. Funzione che calcola  $Q(U)$ 

I parametri  $k$ ,  $v2i$ ,  $v1i$ ,  $v2s$  e  $v1s$  sono tutti modificabili come richiesto dalla normativa secondo il Regolamento di Esercizio. Se considerassimo valori di default, la macro imposta una variabile interna  $P_{db}$  a:

- -1 se la tensione media supera 1,08 pu;
- 1 se la tensione media arriva sotto 0,92 pu;
- 0 se la tensione media è compresa nella deadband  $1 \pm 0.08$ .

Dunque, sempre ipotizzando parametri di default e una tensione al PdC di 1.09 pu, il setpoint di potenza reattiva sarebbe calcolato come:

$$Q_{calcolata} = slope_s(1.09 - 1.08) = -0.5 \text{ essendo } slope_s = \frac{-1}{1.1-1.08}$$

A questo punto, verificata che la condizione  $|Q_{calcolato} - Q_{sp\ interno}| \geq \delta Q$  sia vera, il segnale di  $Enable$  lascia passare il valore calcolato che viene inviato al generatore dopo ogni tempo di ciclo e dopo la verifica della potenza di lock-in e lock-out, in un modo molto simile a come avviene per la modalità  $Q_{mode}=3$ . In questo caso però, il blocco imposta a 1 il segnale di lock-in se la potenza media è superiore alla potenza di lock-in, mentre imposta 1 il segnale di lock-out se la potenza media è inferiore alla potenza di lock-out, oppure se la tensione media è all'interno della deadband della curva di regolazione.

```

inc(lock_in)=0

lock_in = select_const(pavg>P_lockin,1,0)!segnale di lockin
lock_out = select(pavg<P_lockout,1,
&select(uavg>1 .and. {uavg<(1+deadband_s)}
& .or. uavg<1 .and. {uavg>(1-deadband_i)},1,0))!segnale di lockout

```

Figura 4.19. Verifica delle condizioni di lock-in e lock-out

Tutti i setpoint di potenza calcolati dall'anello lento prima di essere effettivamente richiesti al generatore, vengono limitati dal CCI in funzione della capability della macchina che comandano.

#### 1.15.2.2 Gestione della capability del generatore

Il valore della potenza reattiva richiesto al generatore deve essere limitato nel caso in cui sia richiesto un setpoint di potenza attiva, come riportato in Tabella 3.1: se al generatore non viene richiesto un setpoint di potenza attiva dall'esterno, il setpoint di potenza reattiva richiesta deve essere prioritario rispetto la potenza generata dalla macchina e non deve essere limitato in alcun modo. Viceversa, sarà il setpoint di potenza reattiva ad essere limitato per rispettare la capability della macchina e verrà data la massima priorità alla potenza attiva generata.

Ad esempio, se un impianto fotovoltaico si trova a lavorare a una certa potenza attiva che non permetterebbe di soddisfare la potenza reattiva richiesta dal CCI, allora la potenza attiva deve essere limitata secondo la curva di capability. E' importante specificare che viene scelto di verificare i limiti di capability sulle potenze effettivamente sviluppate e non sui setpoint richiesti, in quanto questi ultimi potrebbero differire dalla reale potenza prodotta per altri fattori esterni. La macro "Capability" opera attraverso la funzione in DPL in Figura 4.20.

```

Qstp_capability_cap = lim(lapprox(p,oarray_qp), 0, qmax)
!calcola il limite di potenza reattiva capacitiva
Qstp_capability_ind = lim(lapprox(p,oarray_negqp), qmin, 0)
!calcola il limite di potenza reattiva induttiva

Pref=lim(Pstp,pmin,pmax)
!limita il setpoint di potenza attiva tra pmin e pmax

Pmax_cap = select(pctrl_ref_on>0,1,
&select(Q_mode=0,1,
&select(Q_mode=2,
&select(cosphi_ref>0,invlapprox(cosphi_ref,oarray_coship),
&select(cosphi_ref<0,invlapprox(cosphi_ref,oarray_negcoship),1)),
&select(q<0,invlapprox(q,oarray_negqp),select(q>0,invlapprox(q,oarray_qp),1))))
!in funzione della modalità attivata, calcola il limite di potenza attiva

```

Figura 4.20. Funzione per la gestione della capability della macchina

Questa funzione prima di tutto limita il setpoint di potenza attiva tra il valore massimo e quello minimo impostati nel CCI. Successivamente genera dei limiti di potenza reattiva induttiva e capacitiva, funzione dell'interpolazione lineare di una matrice  $Q(P)$  che, per ogni valore di potenza attiva, fornisce un valore massimo di potenza reattiva: l'interpolazione lineare ricostruisce la curva di capability della macchina, proprio in funzione dei valori impostati alla matrice. I limiti generati andranno poi a comandare il blocco *Limit* che non fa altro che limitare il setpoint di potenza reattiva prima di inviarlo al generatore.

Inoltre, la funzione *Capability* limita anche la potenza attiva in funzione delle seguenti condizioni:

- Se è attivo il controllo sul setpoint di potenza attiva, la  $Pmax$  è sempre impostata a 1 pu;
- Se non è attivo il controllo sul setpoint di potenza attiva verifica le ulteriori condizioni:
  - Se non è attiva la modalità di regolazione di reattivo, imposta comunque  $Pmax$  a 1 pu;
  - Se è attiva la modalità di regolazione di reattivo in funzione di un setpoint di  $\cos\phi$ , limita la potenza attiva secondo la curva di capability ricostruita dall'interpolazione lineare inversa di una matrice  $\cos\phi(P)$ , assegnando quindi un valore massimo di potenza attiva per ogni valore di  $\cos\phi_{req}$ ;
  - Se è attiva una delle altre modalità di regolazione di reattivo, limita la potenza attiva con l'interpolazione lineare inversa della matrice  $Q(P)$ , ricavando quindi un valore massimo della potenza attiva, in funzione della potenza reattiva generata dalla macchina.

Le curve di capability realizzate mediante queste interpolazioni, devono rispettare la CEI 0-16 e sono diverse a seconda del tipo di generatore:

1. Generatori sincroni:
  - a. Generatore in impianti di potenza non superiore a 400 kW: funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra  $\cos\varphi=0.98$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi=0.9$  in erogazione di reattivo, a potenza nominale  $P_n$ , secondo la curva di capability data in Figura 4.21;
  - b. Generatore in impianti di potenza superiore a 400 kW: funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra  $\cos\varphi=0,98$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi=0,80$  in erogazione di reattivo, a potenza nominale  $P_n$ , secondo la curva di capability data in Figura 4.21.

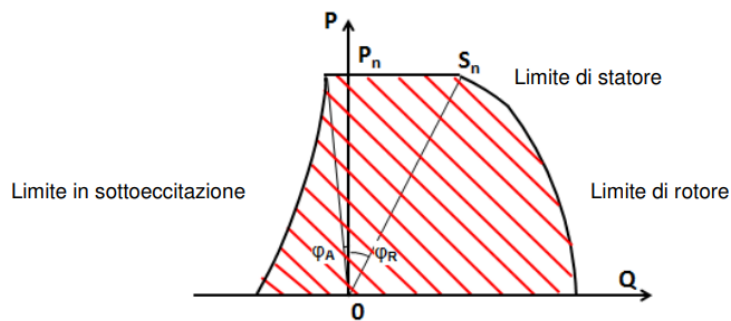


Figura 4.21. Curva di capability tipica per un generatore sincrono

2. Generatori statici:
  - a. Per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability di tipo 'semicircolare limitata' con  $\cos\varphi$  compreso fra 0.90 in assorbimento e 0.90 in erogazione (Figura 4.22).
  - b. Per generatori in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability di tipo "semicircolare" la cui area di lavoro è quella interna al grafico di Figura 4.23.

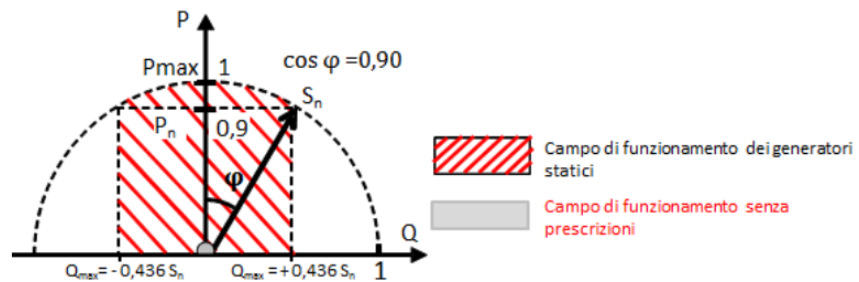


Figura 4.22. Curva di capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW

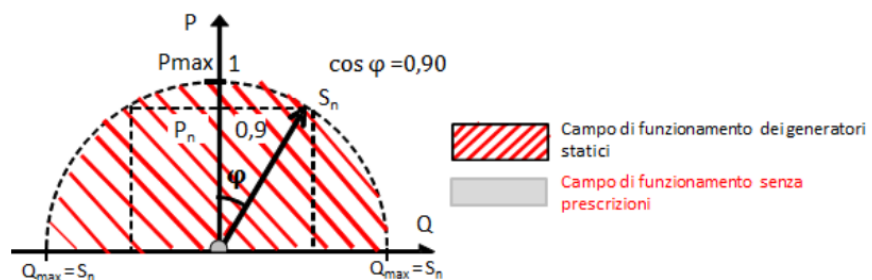


Figura 4.23. Curva di capability per i generatori statici in impianti di potenza > 400 kW

3. Sistemi di accumulo: i sistemi di accumulo collegati alla rete attraverso convertitori statici devono presentare una capability come quella descritta dal grafico in Figura 4.24. Il cerchio rappresenta la capability dell'inverter mentre le rette orizzontali sono i limiti di potenza dovuti al sistema di accumulo che normalmente sono inferiori alla potenza nominale dell'inverter, ma possono anche coincidere con quest'ultima.

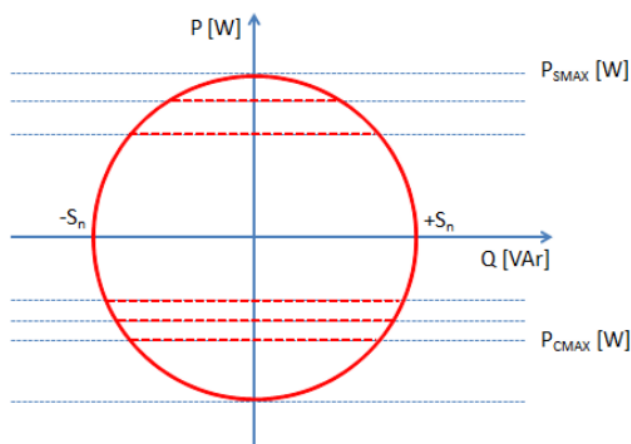


Figura 4.24. Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulatore

Una volta realizzati gli array monodimensionali, questi possono essere graficati all'interno del software come si vede nelle seguenti figure, considerando generatori di potenza superiore ai 400kW e che i sistemi di accumulo abbiano dei limiti dati solo dall'inverter e non dai sistemi di accumulo, per semplicità di trattazione. Si nota che le curve ricostruite a partire dagli array monodimensionali sono coerenti con quelle richieste dalla normativa CEI 0-16 e di conseguenza l'interpolazione effettuata è corretta.

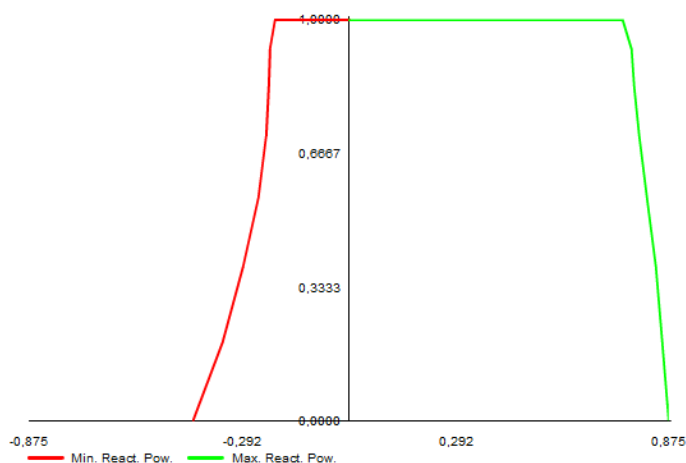


Figura 4.25. Curva di capability dei generatori sincroni

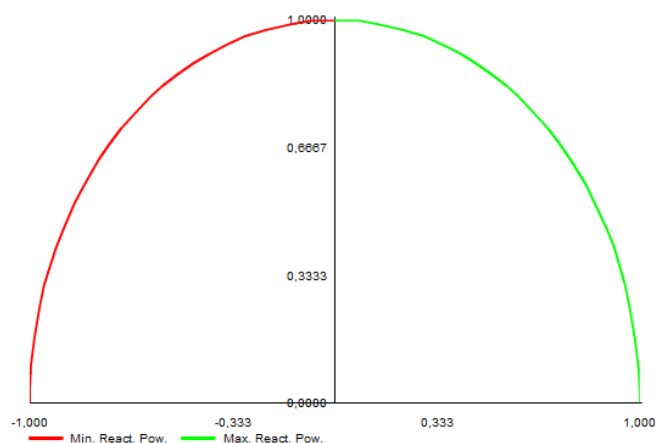


Figura 4.26. Curva di capability degli impianti fotovoltaici

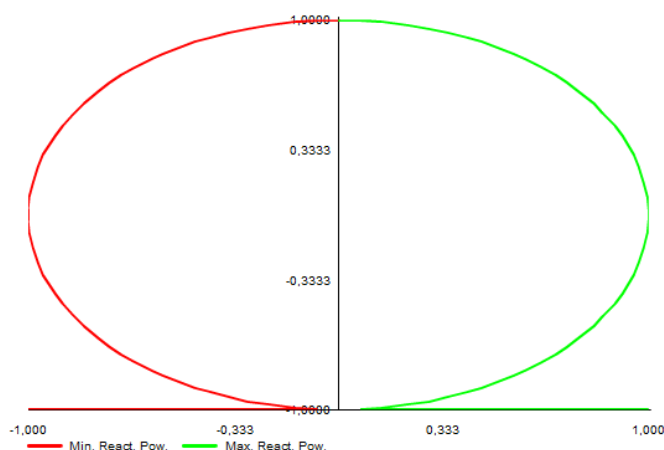


Figura 4.27. Curva di capability degli impianti di accumulo

### 1.15.2.3 Limitazione della potenza attiva

La potenza attiva del generatore deve poter essere limitata in funzione di un setpoint esterno o in caso di tensione prossima al 110% della  $U_n$ .

Come già specificato nel Capitolo 3, la normativa CEI 0-16 permette di sviluppare un algoritmo proprietario che realizzi la funzionalità di limitazione della potenza per valori della tensione prossimi al 110% della  $U_n$ , senza che questo debba presentare dei requisiti particolari se non il fatto che non siano presenti gradini nella regolazione della potenza e che la riduzione di potenza non sia più veloce del 33% $P_n/s$ .

Durante la fase di design è stato scelto un approccio che permetta all'algoritmo di essere il più universale possibile a prescindere dal tipo e dalla taglia del generatore e che svolga un'azione prioritaria rispetto a tutti gli altri setpoint di potenza attiva che possono essere inviati.

Quello che si vuole realizzare è il comportamento presente in Figura 4.28. Le tre fasi principali sono spiegate qui di seguito e sono ottenibili attraverso la combinazione di due flip-flop SR la cui logica di funzionamento è quella già spiegata in Figura 4.16. Gli ingressi dei flip-flop devono essere comandati in funzione del valore della tensione al PdC misurata con campioni Mc200. Un flip-flop genererà un segnale di *Hold* mentre l'altro un segnale di *Enable*, prioritario rispetto al precedente, per la realizzazione della seguente logica:

1. In caso di raggiungimento di una tensione pari a  $V_{lim}$ , si attiva la rampa di discesa che decrementa la  $P_{max}$ : segnale di *Enable* attivo;
2. Una volta che la tensione si è riportata a un valore di  $V_{stat}$ , il limite di potenza viene mantenuto stabile (la potenza può solamente diminuire se variano i setpoint esterni o il punto di funzionamento del generatore stesso): segnale di *Hold* attivo e *Enable* disattivato. Si attende

che la rete si riporti a una condizione per il quale la tensione al PdC scende sotto la soglia di  $V_{safe}$ .

- Quando la tensione si riporta sotto  $V_{safe}$ , viene attivata la rampa di salita, tendenzialmente meno ripida rispetto a quella di discesa: segnali *Enable* e *Hold* disabilitati. La  $P_{max}$  si riporta a 1 pu se la tensione non supera di nuovo il valore di  $V_{lim}$ .

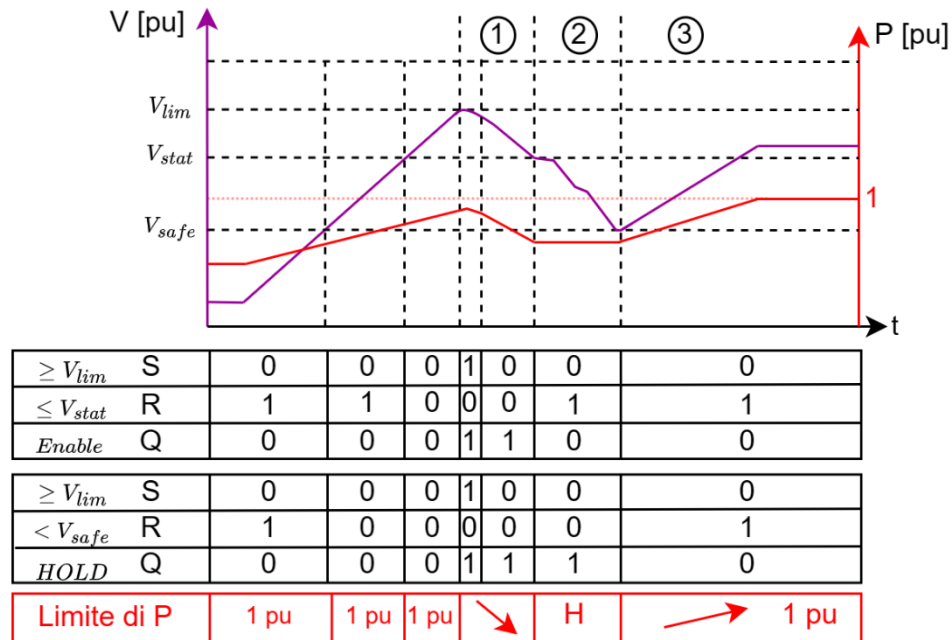


Figura 4.28. Obiettivo che si vuole dal controllo in fase di design

Devono essere modificabili dall'utente sia la pendenza delle rampe di salita e discesa, sia i valori della tensione che innescano le logiche appena descritte.

La fase di sviluppo e implementazione ha portato all'architettura in Figura 4.14, attraverso l'uso di marco personalizzate. È stato scartato l'uso dei controllori PI per la limitazione della potenza dei generatori, al fine di avere la massima linearità nelle rampe di regolazione e per poter usare rampe diverse in fase di diminuzione ed aumento della potenza. La fase concettuale si è rivelata più complessa rispetto l'uso dei classici controllori PI, ma è risultata parecchio efficace nella fase di test.

Per verificare le soglie della tensione vengono usati tre comparatori che leggono il valore della tensione misurato con campioni Mc200 e lo comparano con le soglie impostate dall'utente. Il blocco *Enable>Hold* assegna alla propria uscita uno degli input in funzione dello stato dei segnali *Enable* e *Hold* provenienti dai flip-flop:

- Se entrambi *Enable* e *Hold* sono pari a 0, l'uscita è pari al l'input  $p_{max\_up}$ , ovvero un valore che cresce nel tempo secondo una rampa positiva;
- Se il segnale di *Enable* è pari a 1, a prescindere da quanto vale quello di *Hold*, assegna all'uscita l'input  $p_{max\_down}$ , ovvero un valore che decresce nel tempo secondo una rampa negativa;
- Se il segnale di *Enable* è pari a 0 e quello di *Hold* è pari a 1, assegna all'uscita l'input  $pe$ , pari all'ultimo valore della potenza attiva, misurato prima di del passaggio a questa condizione.

Le rampe sono ottenute attraverso dei *Timer*, uno per la rampa di salita e uno per la rampa di discesa, che vengono resettati non appena si attivano le logiche di salita e di discesa.

Per quanto riguarda la rampa di riduzione attivata dal primo flip-flop, il valore crescente dei timer viene moltiplicato di un fattore  $K1$ , pari al gradiente che si vuole avere sulla riduzione della potenza massima. A questo punto il valore del timer moltiplicato per  $K1$ , che chiamiamo  $t_{down}(t)$ , viene sottratto all'ultimo valore di potenza attiva erogata dalla macchina al momento precedente di attivazione della logica. Questo avviene grazie al blocco di EoH che, non appena il flip-flop va a 1, blocca l'uscita all'ultimo valore di  $pe$ . La  $p_{max}$  del generatore durante la fase di decremento sarà quindi pari a:

$$p_{max\_down}(t) = pe - t_{down}(t) [pu]$$

A questo punto se si ipotizza di impostare  $K1 = 0.33$ , la riduzione della potenza sarà pari al 33% di  $Pn/s$  (il massimo impostabile dalla normativa), proprio perché ogni secondo viene ridotta la potenza di un valore in pu pari a 0.33.

Lo stesso che abbiamo appena descritto varrà per la rampa di aumento della  $Pmax$  del generatore, ma attraverso l'utilizzo di un secondo timer che genera un valore  $t_{up}(t)$  scalato di  $K2$ :

$$pmax_{up}(t) = pe - t_{up}(t) [pu]$$

Viene inviato al generatore il minimo setpoint di potenza massima tra quello elaborato dall'algoritmo appena descritto e quello eventualmente richiesto dall'esterno (segnale  $pmax\_ref$ ).

### 1.16 Sviluppo del modello di un algoritmo per la gestione dell'UVAM

Come discusso nel secondo capitolo di questo elaborato, i CCI ricevono i setpoint dall'esterno da parte del DSO o del BSP. Se i generatori fanno parte di un'UVAM, è il BSP abilitato che comanda i diversi CCI al fine rispettare gli ordini di dispacciamento di Terna. In questo progetto di tesi si è realizzato un algoritmo che permette di rispettare gli ordini di dispacciamento per il raggiungimento dei setpoint di potenza attiva dell'UVAM al PdC, senza che ci debba essere un operatore a comandare ogni singolo generatore, e quindi ogni singolo CCI.

L'algoritmo sviluppato si basa sul rispetto del CMOL, principio su cui si basano il TIDE e quindi anche l'EB code europeo come già spiegato.

Per questo motivo il comportamento dell'algoritmo prevede che per la rete di benchmark in questione:

- In caso di una richiesta da parte di Terna che prevede una modulazione a salire della potenza attiva dall'UVAM rispetto la Baseline<sup>31</sup> per ciascun quarto d'ora, l'aggregatore comanderà i generatori/carichi abilitati al fine di ridurre/aumentare la propria potenza fino al raggiungimento del setpoint secondo questo ordine:
  1. Impianto alimentato gas
  2. Impianto idroelettrico
  3. Fotovoltaici
  4. Carichi dispacciabili
- In caso di una richiesta da parte di Terna che prevede una modulazione a scendere della potenza attiva dall'UVAM rispetto la Baseline per ciascun quarto d'ora, l'aggregatore comanderà i generatori/carichi abilitati al fine di aumentare/ridurre la propria potenza fino al raggiungimento del setpoint secondo questo ordine:
  1. Fotovoltaici, se la loro potenza era stata limitata da un precedente ordine di dispacciamento
  2. Impianto idroelettrico
  3. Impianto a gas
  4. Fotovoltaici

Il CMOL preso in considerazione rimane puramente teorico in quanto si basa su costi di dispacciamento legati ai soli costi operativi dell'impianto (Figura 1.12). Nella realtà c'è libertà per gli operatori di differenziare i prezzi ed è già successo che diventasse marginale il FV che offriva a prezzi molto più elevati del proprio costo di generazione.

Si tenga presente che il regolamento di Terna prevede una certa tolleranza tra il setpoint richiesto all'UVAM rispetto a quello che viene effettivamente raggiunto e, per questo motivo, eventuali scostamenti della potenza prodotta/assorbita dall'UVAM rispetto al nuovo setpoint sono del tutto normali. Soprattutto quando nell'aggregazione sono presenti fonti di energia fortemente variabili e non prevedibili quali i fotovoltaici, è del tutto normale una certa oscillazione tra il setpoint e la potenza effettivamente prodotta dall'UVAM. Considerato che tutti i dati di misura e i setpoint di potenza sono comunicati tra le UPM e l'aggregatore ogni 4 secondi, potrebbero esserci degli scostamenti anche piuttosto elevati in funzione dell'entità di queste oscillazioni. Il regolamento UVAM di Terna infatti ammette dei tempi tra la ricezione dell'ordine di dispacciamento e il raggiungimento del setpoint più lunghi rispetto a quelli previsti dal Codice di Rete, come già era stato messo in evidenza in Tabella 2.2, in cui si vede che la modulazione in immissione o prelievo deve essere fatta entro 15 minuti dalla

<sup>31</sup> Costituisce il programma in potenza complessivo dei punti sottostanti l'UVAM, al netto del consumo dei carichi sottesi al servizio di interrompibilità istantanea



ricezione dell'ordine di dispacciamento, e addirittura 120 minuti nel caso della riserva terziaria di sostituzione.

Quando Terna effettua le prove tecniche di abilitazione per le UVAM, queste si considerano superate con esito positivo se viene soddisfatta la seguente condizione:

$$\frac{\sum_{k=1}^n |P_{prova} + P_{0,k} - P_{mis,k}|}{\sum_{k=1}^n |P_{prova}|} < 10\% \quad (\text{soglia di tolleranza})$$

dove:

- k è l'indice dei quarti d'ora compresi tra T<sub>1</sub> (data e ora di inizio della prova) e T<sub>2</sub> (data e ora di fine);
- P<sub>prova</sub> è la potenza richiesta all'UVAM durante la prova tecnica di abilitazione;
- P<sub>0,k</sub> rappresenta la Baseline modificata;
- P<sub>mis,k</sub> è il valore medio, calcolato nel quarto d'ora k, delle misure fornite dalle UPM

È importante specificare che le misure utilizzate da Terna ai fini delle prove tecniche di abilitazione sono da considerarsi al netto delle perdite di rete, ossia non vengono modificate per effetto dell'applicazione dei coefficienti di perdita associati ai livelli di tensione dei punti inclusi all'interno dell'UVAM che effettua la prova.

Fatte queste importanti premesse, si capisce che l'algoritmo dell'aggregatore che comanda i generatori può avere una dinamica piuttosto lenta, anche in virtù del fatto che sarebbe inutile avere dei PI con una regolazione brusca se il calcolo dell'errore viene comunque fatto su setpoint ricevuti e inviati ogni 4 secondi.

In Figura 4.29 è possibile vedere la struttura del controllo realizzato per l'aggregatore che comanda i CCI dell'UVAM.

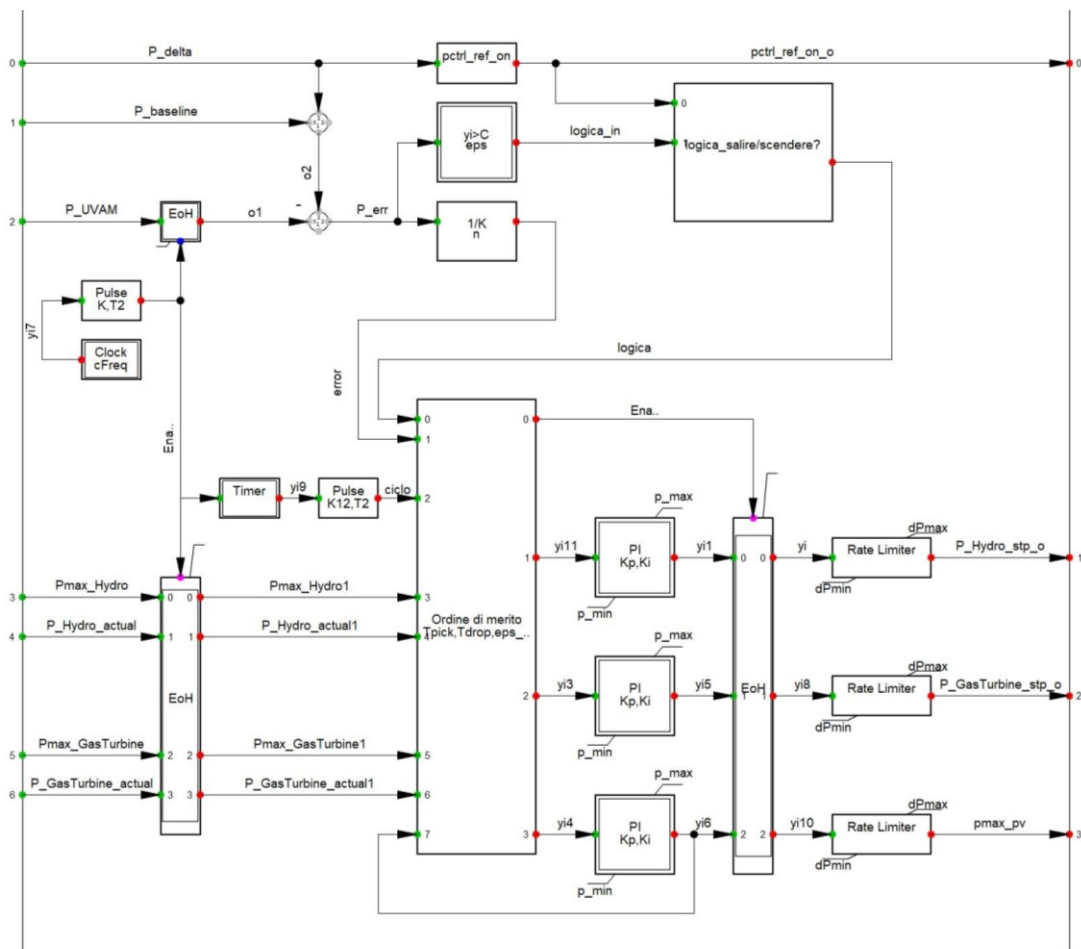


Figura 4.29. Schema a blocchi del controllo dell'aggregatore

Come è possibile notare in uscita sono presenti i due setpoint di potenza che comandano i generatori sincroni della rete e il limite di potenza dei fotovoltaici per gli eventuali ordini di dispacciamento a scendere, oltre al segnale che abilita nel CCI la modalità di controllo della potenza attiva su comando esterno. L'algoritmo si basa su tre PI che comandano i generatori al fine di compensare l'errore sul setpoint di potenza. Il calcolo dell'errore è effettuato come differenza tra la potenza complessiva sviluppata dall'UVAM ( $P_{UVAM}$ ) e la potenza di Baseline ( $P_{baseline}$ ), sommata all'eventuale differenza di potenza richiesta al BSP da Terna ( $P_{delta}$ ):

$$(P_{baseline} + P_{delta}) - P_{UVAM} = P_{err}$$

In questo caso specifico l'aggregatore controlla una sola UVAM, di conseguenza gli ordini di dispacciamento inviati di Terna al BSP si tradurranno in setpoint di potenza all'unica UVAM che il BSP comanda. Nella realtà un singolo BSP è frequente che controlli più di una UVAM (Figura 2.8) per rispettare gli ordini di dispacciamento di Terna, ma questo non vieta di adattare l'algoritmo per i diversi casi specifici.

La potenza complessiva dell'UVAM viene calcolata come la somma di tutte le potenze misurate dai CCI. Ricordando che la normativa prevede che il CCI invii tutte le misure al BSP ogni 4 secondi, per simulare una situazione reale, tutti gli ingressi e le uscite da e verso i CCI dell'UVAM vengono acquisite ogni 4 secondi e tenute costanti per i 4 secondi successivi, allo stesso modo di come viene fatto per le misure Mc200, attraverso i 3 blocchi di *Enable or Hold* e un generatore di impulsi.

Nel caso in cui arrivi un ordine di dispacciamento, e quindi la  $P_{delta}$  cambi, il blocco "pctrl\_ref\_on" invia un segnale a tutti i CCI per attivare la PF2 relativa alla modulazione della potenza attiva immessa al PdC su comando esterno con priorità 4 (vedi Tabella 3.1) e, una volta effettuato il calcolo di  $P_{err}$ , l'algoritmo verifica che questo superi una certa deadband attraverso un blocco che imposta l'uscita yo in funzione dell'input yi secondo la seguente logica:

$$y_o = \begin{cases} 1 & \text{if } y_i > (C + eps) \\ 0 & \text{if } y_i < (C - eps) \\ \text{unchanged} & \text{otherwise} \end{cases}$$

dove C viene impostato a 0 ed eps è la deadband. Questo viene fatto per evitare instabilità del controllo. Impostando  $eps = 0.1$  il controllo cercherà di annullare tutti gli errori rispetto il setpoint superiori a 0.1MW. Quindi, quando viene richiesto un aumento di potenza all'UVAM, l'errore è positivo, viceversa è negativo: il blocco "logica\_salire/scendere" sceglie la logica di controllo.

A questo punto il blocco "Ordine di merito" invierà ai CCI i diversi setpoint di potenza attiva in base alla funzione in DPL in Figura 4.30.

```

pv_ctrl_salire = picdro(Pmax_pv=1, Tpick, Tdrop)
hydro_ctrl_scendere = picdro(abs(P_Hydro_actual)<eps, Tpick, Tdrop)
hydro_ctrl_salire = picdro(abs(P_Hydro_actual)>(Pmax_Hydro-eps), Tpick, Tdrop)
gas_ctrl_scendere= picdro(abs(P_GasTurbine_actual)<eps, Tpick, Tdrop)

pv_err=select(logica=0,0,select(logica=1,select(pv_ctrl_salire=0,error,0),
&select(hydro_ctrl_scendere=0,0,error)))

hydro_err=select(logica=0,0,select(logica=1,select(pv_ctrl_salire=0,0,error),
&select(gas_ctrl_scendere=0,0,select(hydro_ctrl_scendere=1,0,error))))

gasturbine_err=select(logica=0,0,select(logica=1,select(hydro_ctrl_salire=0,0,error),
&select(gas_ctrl_scendere=0,error,0)))

Pmax_GasTurbine_o=Pmax_GasTurbine
Pmax_Hydro_o=Pmax_Hydro
ciclo_o=ciclo

```

Figura 4.30. Funzione che gestisce l'ordine di merito per il controllo dei generatori

La funzione in questione comanda i generatori con una logica diversa in base al fatto che venga richiesto un ordine di dispacciamento a salire o a scendere e li comanda ad uno ad uno per rispettare l'ordine di merito. Inoltre, quando non è necessario, non tutti i generatori vengono tutti chiamati a regolare la propria potenza attiva, ma saranno dispacciati solo quelli strettamente necessari per il raggiungimento

del setpoint. Si nota che, mentre i generatori sincroni vengono comandati ciascuno con un setpoint diverso, i fotovoltaici vengono controllati con il medesimo setpoint di massima potenza, tutti allo stesso momento e in maniera aggregata, in quanto fanno parte della stessa tipologia di impianto e quindi hanno il medesimo ordine di merito. I setpoint sono tutti in pu, di conseguenza quando viene ridotta la potenza ai fotovoltaici, questa regolazione avrà un impatto differente in funzione della taglia dell'impianto. I fotovoltaici vengono controllati solo in limitazione di potenza, ma in caso di un ordine di dispacciamento a salire l'algoritmo verifica che questo limite non sia inferiore a 1 pu a causa di un precedente ordine di dispacciamento a scendere, ed eventualmente lo riporta a 1. Una volta raggiunto il setpoint, sarà l'ultimo generatore controllato a gestire le oscillazioni date dalla produzione fotovoltaica o dai generatori precedentemente comandati. I blocchi di rate limiter servono semplicemente a rendere la regolazione dei generatori più lineare tra i ricalcoli dell'errore ogni 4 secondi. I setpoint vengono inviati dopo 2 secondi dall'arrivo dei dati di misura dei CCI, in questo modo l'algoritmo ha tutto il tempo di ricalcolare l'errore.



## 5. Validazione degli algoritmi sviluppati e problematiche riscontrate

### 1.17 Validazione dell'aggregatore

Per validare l'algoritmo dell'aggregatore che controlla i generatori, viene simulata una condizione in cui l'UVAM produce una potenza di baseline 10.5MW e viene richiesta una P\_delta di +7MW a  $t=5s$ . Per semplicità viene considerata una condizione in cui i fotovoltaici hanno una produzione costante. Inoltre viene messo in evidenza il compito dei blocchi *rate limiter* effettuando prima una simulazione in Figura 5.1 in cui questi sono disattivati, e successivamente viene ripetuta la medesima simulazione in Figura 5.2 con i *rate limiter* attivi.

I parametri impostati nel *Composite* dell'aggregatore ai fini dei test sono presenti in Tabella 5.1.

Tabella 5.1. Parametri dell'aggregatore durante la validazione, con Rate limiter attivi

Parametro	Valore di default	Unità di misura	Descrizione
eps	0.1	MW	Deadband di attivazione della logica di regolazione
n	100	/	Fattore di scala dell'errore
cFreq	0.25	Hz	Frequenza di aggiornamento delle misure in ingresso
eps_switch	0.1	pu	Potenza residua massima della macchina controllata necessaria a far attivare la regolazione della macchina successiva in base al CMOL
Tpick	1	sec	Tempo di attesa prima dell'invio dell'errore al generatore successivo secondo CMOL, per la logica "a salire"
Tdrop	1	sec	Tempo di attesa prima dell'invio dell'errore al generatore successivo secondo CMOL, per la logica "a scendere"
pmin	0.04	pu	Potenza attiva minima dei generatori
pmax	1	pu	Potenza attiva massima dei generatori
dPmin	-0.04	Pn/s	Gradiente di negativo del setpoint di P inviato ai generatori
dPmax	0.04	Pn/s	Gradiente di positivo del setpoint di P inviato ai generatori

Si nota che a seguito dell'ordine di dispacciamento i generatori vengono controllati secondo l'ordine di merito per soddisfare il setpoint richiesto all'UVAM. Inoltre, l'incremento di potenza avviene ogni 4 secondi proprio perché ci sono i ritardi dovuti alla comunicazione tra l'aggregatore e i CCI. L'incremento della potenza ad ogni step di 4 secondi ha un'entità proporzionale all'errore: quando si è vicini al setpoint, i gradini di regolazione diventano meno ampi. C'è anche un piccolo ritardo che viene introdotto volutamente dall'algoritmo, nel passaggio tra un generatore all'altro per evitare instabilità durante la regolazione.

Ogni 4 secondi il setpoint al generatore viene calcolato in funzione degli ultimi valori di misura in arrivo dai diversi CCI. Nella realtà è possibile che i CCI non inviino i valori di misura tutti nello stesso momento o che comunque, a causa di qualche errore di comunicazione, alcuni valori non vengano aggiornati. In queste simulazioni viene simulata una condizione ideale in cui i dati di misura arrivano sistematicamente nel medesimo istante, ma nella realtà le tolleranze accettate da Terna servono proprio a coprire questo tipo di problemi. A causa di un ricalcolo ogni 4 secondi dei setpoint, la regolazione viene fatta a gradini. Per questo motivo, grazie all'attivazione dei *rate limiter* è possibile migliorare la regolazione sulla rete rendendola più lineare. Una buona regolazione dei PI unita alla giusta taratura dei *rate limiter* permettono di avere una regolazione veloce ma allo stesso tempo lineare. Nella scelta di questi valori, si è scelto un buon compromesso considerati i tempi permessi da Terna per il raggiungimento del setpoint e le tolleranze ammesse.

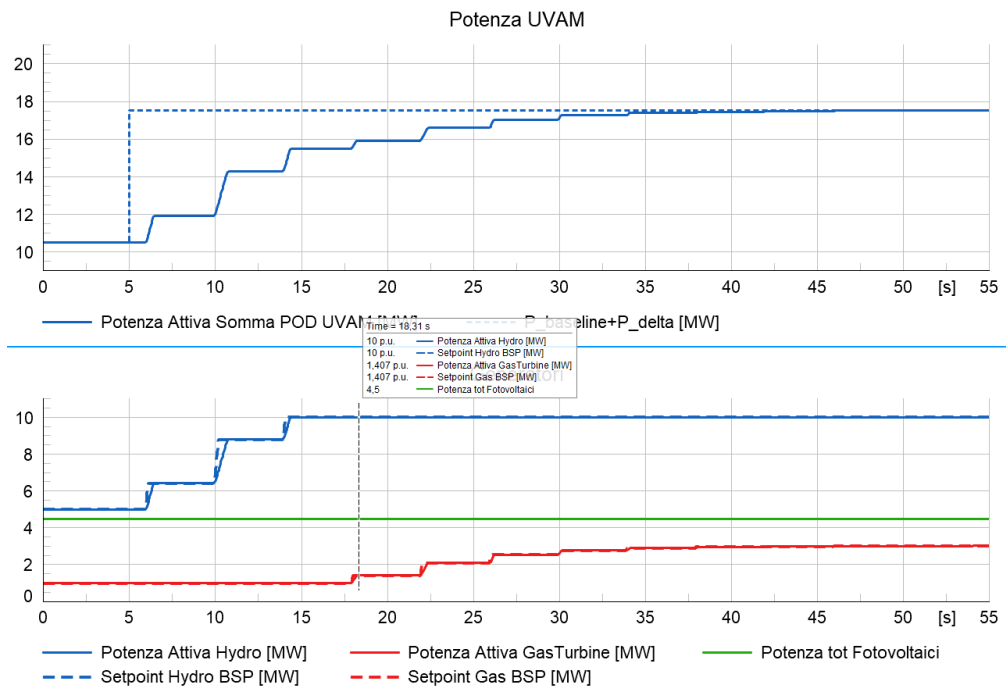


Figura 5.1. Simulazione di un ordine di dispacciamento a salire con rate limiter disattivati

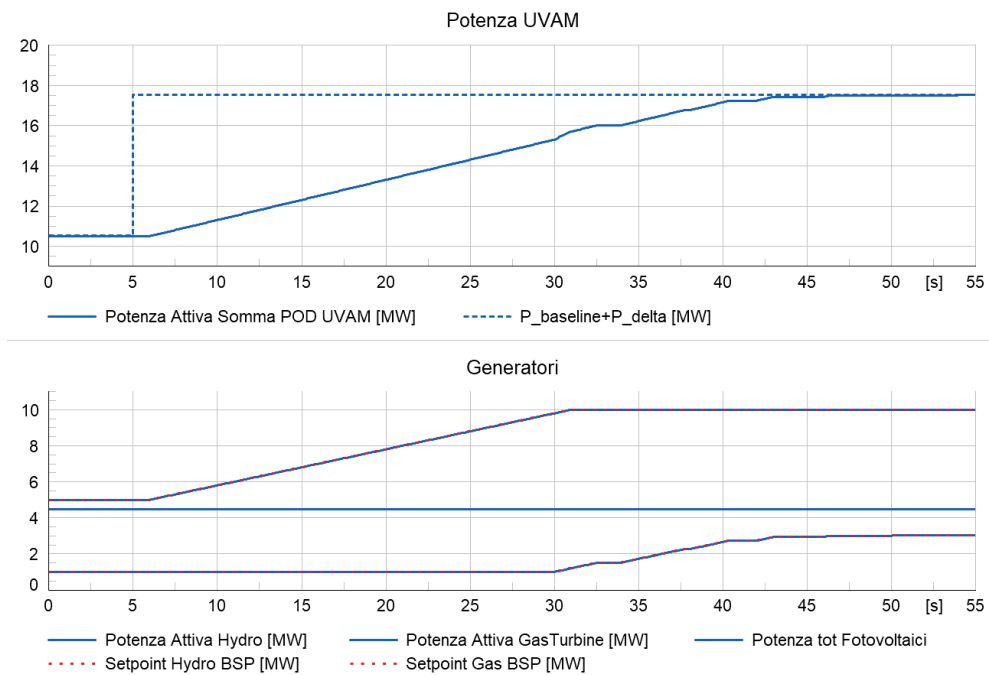


Figura 5.2. Simulazione di un ordine di dispacciamento a salire con rate limiter attivi

Si simula ora un ordine di dispacciamento a scendere di -13MW con una  $P_{baseline}$  di 14.5 di partenza. Si nota in Figura 5.3 che prima viene ridotta la potenza della turbina alimentata a gas e successivamente il generatore idroelettrico. Se il setpoint non può essere ancora soddisfatto viene ridotta la potenza dei fotovoltaici. Dal momento in cui il limite di potenza dei fotovoltaici parte da 1pu e quasi tutti i fotovoltaici stanno sviluppando una potenza pari alla metà di quella nominale, prima che la loro potenza venga ridotta passa un certo tempo. Questo problema potrebbe essere risolto comandando ogni singolo fotovoltaico e inizializzando il setpoint di potenza massima, prima della regolazione, alla potenza sviluppata da ciascun inverter, ma in questo lavoro di tesi si è voluto alleggerire l'algoritmo e i tempi restano comunque accettabili.

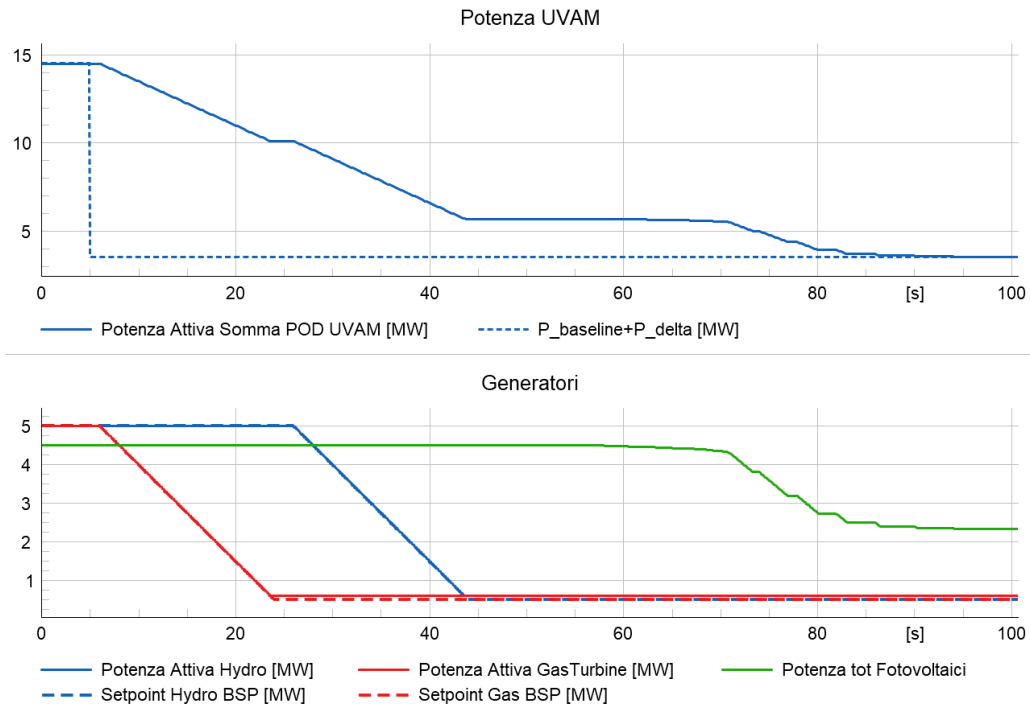


Figura 5.3. Simulazione di un ordine di dispacciamento a scendere

### 1.18 Validazione del CCI

L'ultima fase prevista dalla modellizzazione a V (Figura 4.13) prevede il test e la validazione degli algoritmi realizzati e la verifica del rispetto dei *requirements* richiesti dalla normativa CEI 0-16.

### 1.19 Test e validazione delle PF

Per il presente paragrafo si tenga presente che sia in questo elaborato sia per la normativa CEI 0-16:

- il comportamento capacitivo del generatore equivale ad una erogazione di potenza reattiva induttiva verso la rete, proprio di un condensatore. Il setpoint richiesto al generatore sarà positivo (+Q);
- il comportamento induttivo del generatore equivale ad un assorbimento di potenza reattiva induttiva verso la rete, proprio di un induttore. Il setpoint richiesto al generatore sarà negativo (-Q).

In questo capitolo vengono testate le PF del CCI sui diversi generatori della rete. In particolare, vengono validate le seguenti funzioni verificando al contempo che il CCI rispetti la *capability* dei generatori:

- Setpoint di Q e  $\cos\varphi$ ;
- Modalità  $\cos\varphi(P)$ ;
- Modalità Q(V);
- Limitazione di P per  $U \approx 110\%U_n$ .

I parametri di default del CCI e usati per le simulazioni sono riportati in Tabella 5.2.

Tabella 5.2. Valori di default del CCI sviluppato

Parametro	Valore di default	Unità di misura	Descrizione
V lockin	1.05	pu	Tensione di lock-in per la modalità cosφ(P)
V lockout	0.98	pu	Tensione di lock-out per la modalità cosφ(P)
P lockout	0.05	pu	Potenza di lock-out per la modalità Q(V)
P lockin	0.2	pu	Potenza di lock-in per la modalità Q(V)
pmin	0.04	pu	Potenza attiva minima della macchina
pmax	1	pu	Potenza attiva massima della macchina
qmin	1	pu	Potenza reattiva minima della macchina
qmax	-1	pu	Potenza reattiva massima della macchina
cosphimax	1	/	Massimo cosφ in erogazione di reattivo
cosphimin	-1	/	Massimo cosφ in assorbimento di reattivo
v1s	1.08	pu	Tensione superiore 1 curva Q(V)
v2s	1.1	pu	Tensione superiore 2 curva Q(V)
v1i	0.92	pu	Tensione inferiore 1 curva Q(V)
v2i	0.9	pu	Tensione inferiore 2 curva Q(V)
k	0	/	Parametro k curva Q(V), solo per accumulo
alpha	0.02	/	Parametro deadband di verifica setpoint cosφ(P)
Pimm	1	pu	Potenza massima di immissione macchina
pb	0.5	pu	Punto B della curva cosφ(P)
omega	0.05	/	Parametro deadband di verifica setpoint Q(V)
V lim	1.095	pu	Tensione che attiva la logica di riduzione della P(V)
V stat	1.085	pu	Tensione che blocca la logica di riduzione della P(V)
V safe	1.08	pu	Tensione che attiva la logica di aumento della P(V)
K1	3.33	s/Pn	1/gradiente rampa di discesa limite P(V)
K2	50	s/Pn	1/gradiente rampa di salita limite P(V)
dPmin	-0.33	Pn/s	Gradiente di negativo del setpoint di P
dPmax	0.33	Pn/s	Gradiente di positivo del setpoint di P
Tlength	60	sec	Tempo di ciclo del CCI per anello lento'
Tdel	0	sec	Ritardo sulla misura del valor medio
cFreq	5	Hz	Frequenza del clock per il bypass delle misure mc200

### 1.19.1 Setpoint di Q e cosφ al generatore sincrono e verifica del calcolo sulla capability

Si ipotizza una condizione in cui l'impianto idroelettrico lavora a una potenza attiva  $P=S_n$ . Facendo riferimento a quanto detto nel capitolo precedente e secondo la curva di capability in Figura 4.21, la macchina dovrebbe essere in grado lavorare a una  $P=S_n$  fino a un fattore di potenza di 0.8 in erogazione di reattivo (+Q).

In Figura 5.4 si può notare che al tempo  $t=5s$  viene richiesto al generatore sincrono dell'impianto idroelettrico di fornire una potenza reattiva di  $+0.75pu$ . Il setpoint viene raggiunto correttamente e la potenza attiva non viene ridotta.

Successivamente a  $t=14s$ , viene richiesta una potenza reattiva di  $+0.85pu$ . Questo porta il generatore a dover ridurre la propria potenza attiva a  $0.28pu$  per rispettare la capability della macchina e di conseguenza garantire il raggiungimento del setpoint di potenza reattiva. Si ricorda che questo è valido solo se non c'è un setpoint di potenza attiva richiesto dall'esterno secondo le priorità in Tabella 3.1.

Per verificare il corretto funzionamento delle priorità, a  $t=25s$  viene richiesto al CCI attraverso un setpoint esterno di raggiungere il setpoint di potenza attiva di 1 pu. A quel punto il CCI limita la potenza reattiva richiesta alla macchina a favore del raggiungimento di potenza attiva.

È importante anche notare che i tempi di assestamento ( $T_s$ ) richiesti dalla normativa sono rispettati. Si mette in evidenza che la riduzione della potenza attiva a favore di quella reattiva e viceversa, dipendono anche dalla dinamica della macchina e per questo motivo i  $T_s$  possono essere rispettati anche in funzione della macchina che viene comandata.



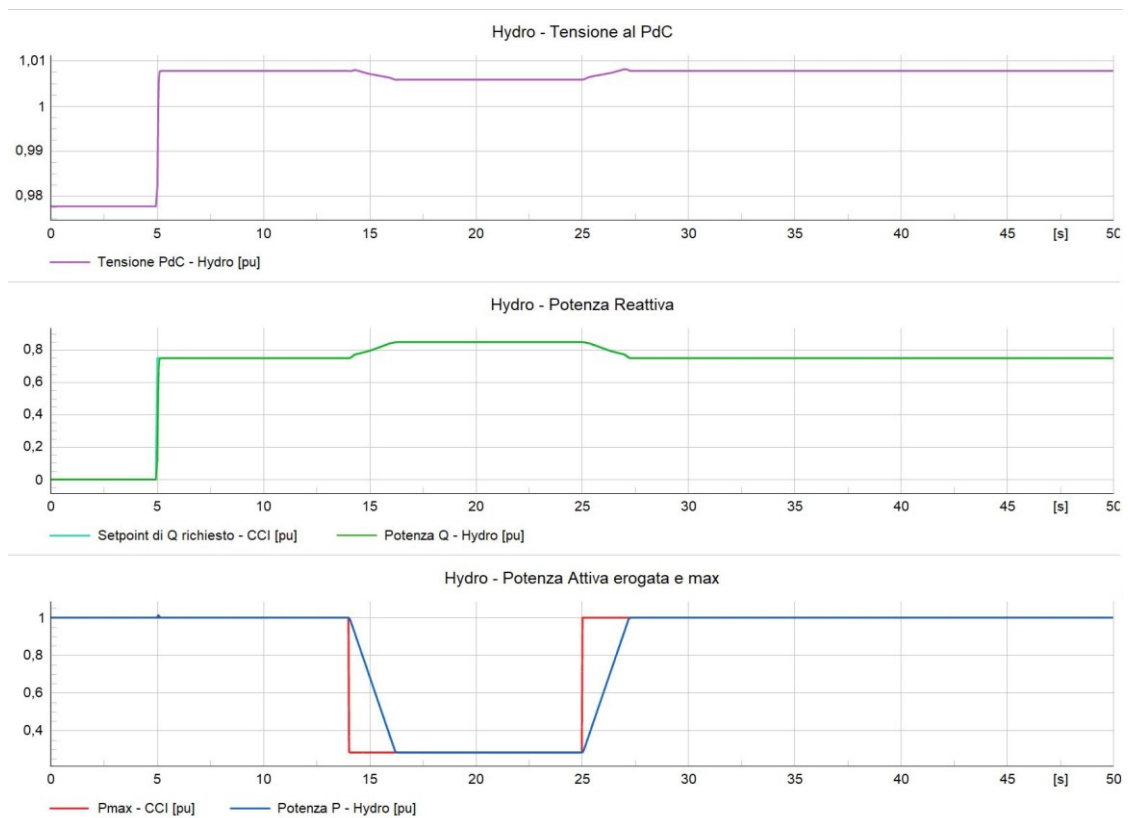


Figura 5.4. Simulazione del raggiungimento del setpoint di potenza reattiva

In Figura 5.5 viene eseguita una simulazione chiedendo a un impianto fotovoltaico di  $S_n=1\text{MVA}$  di variare la propria potenza reattiva attraverso un setpoint di  $\cos\phi$ . Essendo il fotovoltaico impossibilitato a fornire un setpoint di potenza esterno, la priorità è sempre data al setpoint di potenza reattiva. Ricordando la curva di capability di tipo semicircolare in Figura 4.23, valida per gli inverter di potenza superiore ai 400kW, l'algoritmo calcola la massima potenza attiva che l'impianto può fornire al richiesto  $\cos\phi$  e il CCI cambia il punto di funzionamento dell'inverter per soddisfare il setpoint.

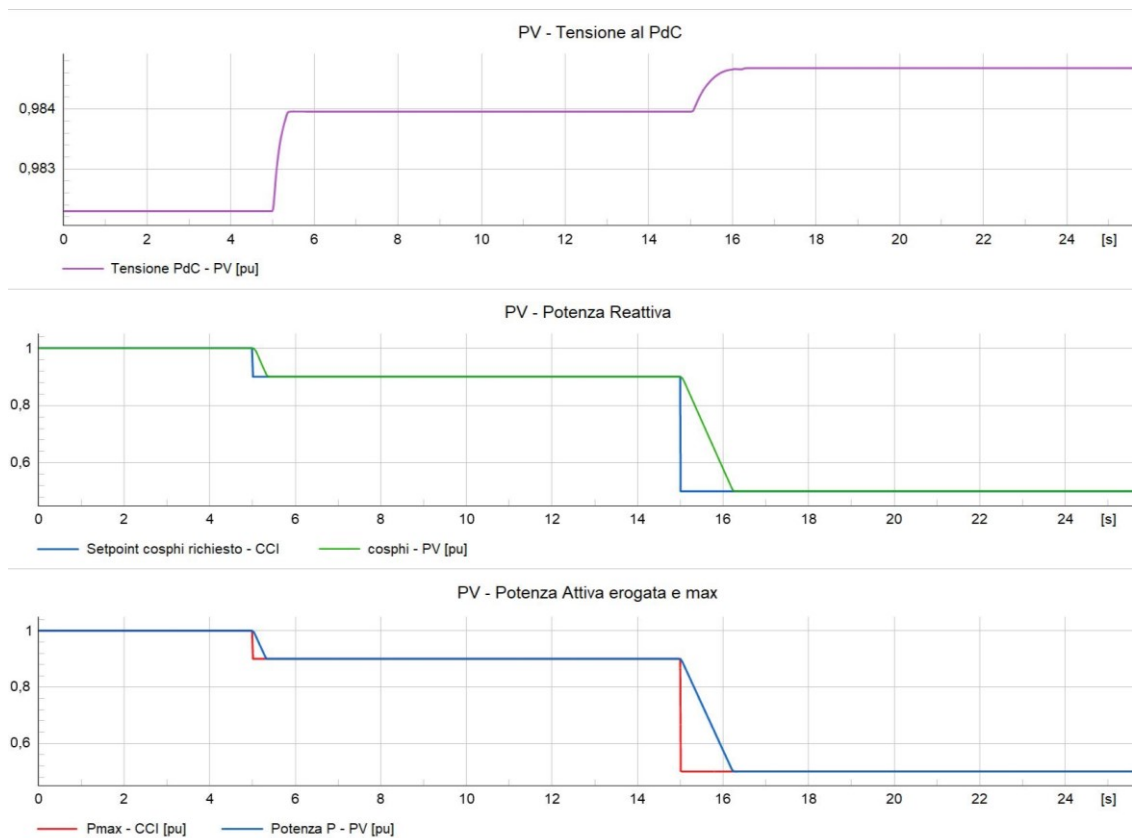


Figura 5.5. Simulazione del raggiungimento del setpoint di  $\cos\phi$

### 1.19.2 Modalità $\cos\phi(P)$

Viene testato il funzionamento del CCI in modalità  $\cos\phi(P)$ . È importante specificare che le simulazioni vengono fatte con i parametri di default della curva in Figura 3.5, ovvero:

- Punto A:  $P = 0,2P_n$ ;  $\cos\phi = 1$ ;
- Punto B:  $P = 0,5P_n$ ;  $\cos\phi = 1$ ;
- Punto C:  $P = P_n$ ;  $\cos\phi = 0.9$ .

Anche i valori della tensione di lock-in e lock-out vengono impostati come di default:

- $V_{\text{lock-in}} = 1.05 \text{ pu}$ ;
- $V_{\text{lock-out}} = 0.95 \text{ pu}$ .

La verifica di queste tensioni è fatta sulla tensione mediata sul tempo di ciclo che è impostato a 60s (default). Il calcolo del  $\cos\phi$  è fatto sulla potenza mediata nel tempo di ciclo come da normativa. La potenza reattiva massima e minima della macchina sono impostate nel CCI rispettivamente a 1 e -1 pu.

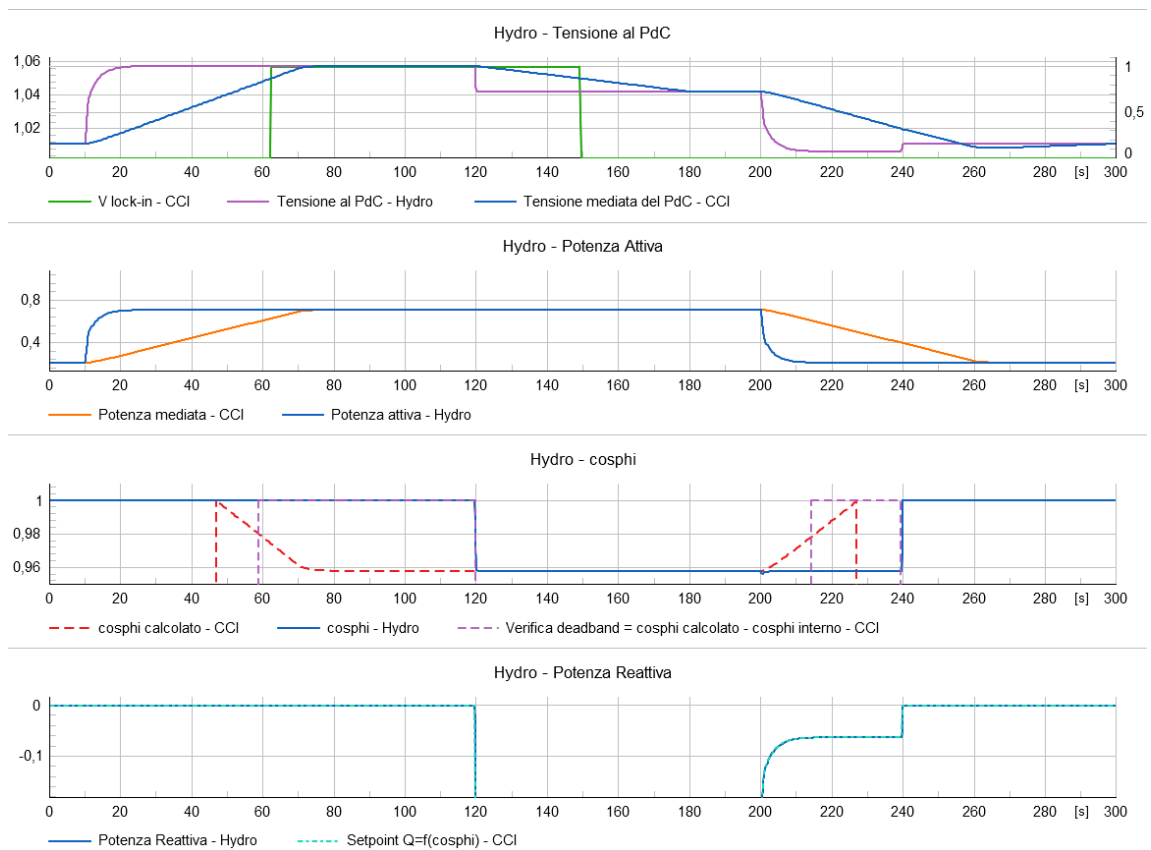


Figura 5.6. Simulazione della modalità  $\cos\phi(P)$

A  $t=10s$  viene richiesta una potenza attiva di 0.7pu e a  $t=50s$  viene richiesta l'attivazione della modalità  $\cos\phi(P)$  al CCI da parte del DSO.

Vengono riportate le tensioni e le potenze sia di tipo Mc200 sia mediate sul tempo di ciclo su cui si basano i calcoli al CCI. Il CCI, attraverso l'anello di regolazione lenta, calcolerà con cadenza  $\Delta T$ , il valore di  $\cos\phi$  (cosphi calcolato) in funzione del valore mediato della potenza attiva misurata rapportato al valore della Potenza attiva massima in immissione (Pimm), ai parametri della curva di regolazione e alle soglie di lock-in e lock-out di tensione.

Non appena la potenza media supera i 0.5 pu il  $\cos\phi$  calcolato diminuisce, fino ad arrivare a 0.96 (induttivo) quando la potenza media raggiunge i 0.7pu. Nonostante sia verificata la condizione per la quale  $|\cos\phi_{calcolato} - \cos\phi_{interno}| \geq 0.02$  (deadband di default), il setpoint del  $\cos\phi$  calcolato non viene inviato all'anello veloce del CCI dopo i primi 60s, in quanto la tensione mediata non ha ancora raggiunto il valore di lock-in di 1.05 pu. Per questo motivo il setpoint viene effettivamente richiesto alla macchina solo al successivo impulso di Enable a 120s. Si nota che, proprio a seguito di un  $\cos\phi$  di circa 0.96 (induttivo) la tensione si riporta a un valore  $<1.05$  pu, ma non per questo il setpoint viene cambiato: secondo la norma, la modalità  $\cos\phi(P)$  si disattiva solo se la tensione scende sotto la tensione di lock-out o a seguito di una diminuzione della potenza attiva sotto il punto B della curva di regolazione (potenza di lock-out), come spiegato nel Capitolo 3 di questo elaborato. Quindi, nonostante il segnale di lock-in si porta a zero, la regolazione non viene interrotta fino a quando, a seguito di una diminuzione della potenza della macchina richiesta a  $t=200s$ , la potenza si porta al di sotto della potenza di lock-out. Si nota che per il mantenimento del setpoint di  $\cos\phi$ , la macchina cambia di conseguenza anche la propria potenza reattiva durante le fasi di variazione della potenza attiva, ma nonostante questo i  $T_s$  sono rispettati come da normativa.

### 1.19.3 Modalità Q(V)

Viene testato il funzionamento del CCI in modalità  $Q(V)$ . Anche in questo caso le simulazioni vengono fatte con i parametri di default, ovvero, in riferimento alla Figura 3.6:

- $V_{1s}$ : 1.08 pu;
- $V_{2s}$ : 1.10 pu;
- $V_{1i}$ : 0.92 pu;
- $V_{2i}$ : 0.90 pu.

I valori della potenza di lock-in e lock-out, anch'essi come default:

- Plock-in: 0.20pu;
- Plock-out: 0.05pu;

Il parametro  $k$  viene impostato a 0 essendo un impianto idroelettrico. La potenza reattiva può andare da -1 a +1 pu. Il tempo di ciclo dell'anello lento è sempre pari a 60s.

Nella simulazione in Figura 5.7, la modalità di erogazione  $Q(U)$  è attiva già a  $t=1s$ . Essendo la tensione al PdC già piuttosto elevata, l'anello lento calcola un setpoint di potenza reattiva di  $-0.22pu$ . A  $t=60s$  l'anello lento genera il segnale di Enable che fa passare il setpoint ma, essendo la potenza del generatore idroelettrico inferiore alla soglia di lock-in, questo non viene inviato al generatore. Solo quando la potenza del generatore mediata sul tempo di ciclo supera i 0.2pu, il segnale di lock-in abilita il setpoint calcolato al successivo ricalcolo ( $t=120s$ ). Nonostante il nuovo setpoint calcolato sia di  $-0.5pu$ , il generatore si porta a una potenza reattiva pari a  $-0.31 pu$  perché poco prima è stato richiesto un setpoint di potenza attiva dall'esterno e la capability della macchina non permette il pieno soddisfacimento di questo valore.

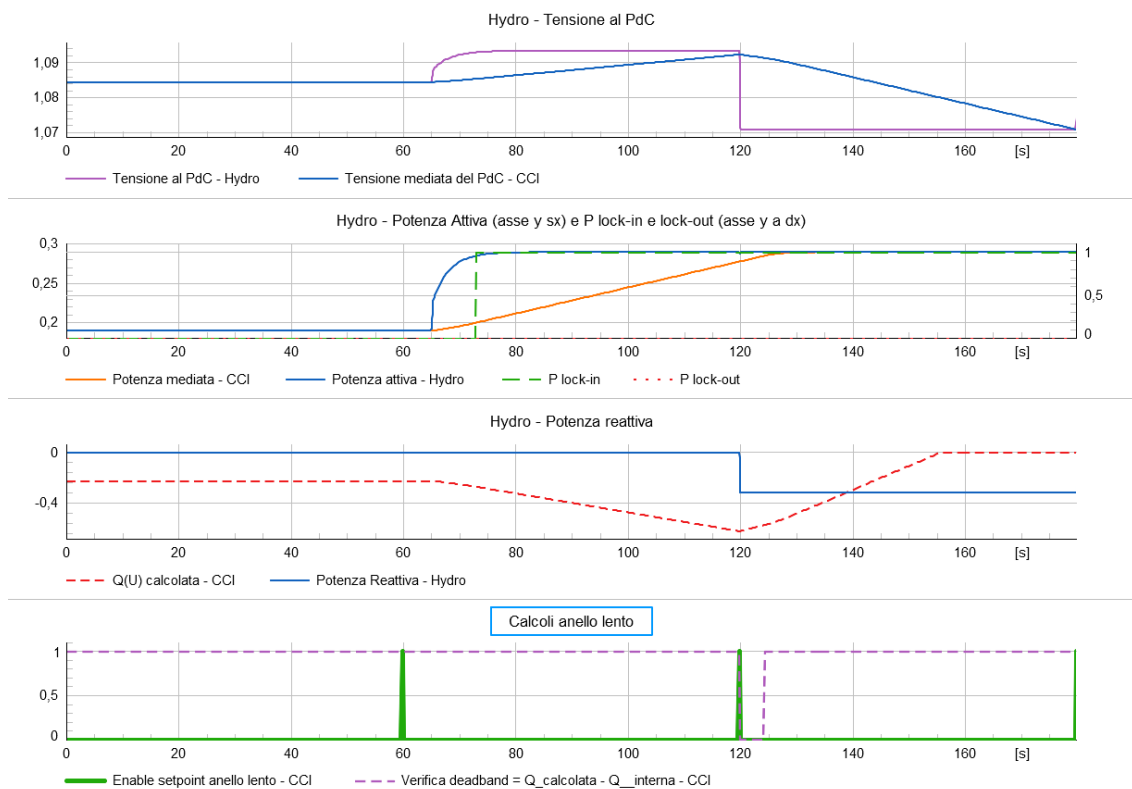


Figura 5.7. Simulazione della modalità  $Q(U)$

#### 1.19.4 Intervento del limite di potenza attiva per $V=110\%$

L'algoritmo che limita la potenza in funzione della tensione al PdC per valori vicini al 110% di  $U_n$ , è stato impostato con le seguenti costanti già spiegate nel Capitolo 3 di questo elaborato:

- $V_{lim} = 1.095$  (soglia di tensione che attiva negativa della  $P_{max}$ );
- $V_{stat} = 1.09$  (soglia di tensione che mantiene l'ultimo valore di  $P_{max}$ );
- $V_{safe} = 1.08$  (soglia di tensione che attiva la rampa positiva di  $P_{max}$ );

Questi valori sono un buon compromesso tra il rispetto del requisito imposto dalla normativa e una riduzione della potenza attiva che gravi il meno possibile sul ricavo economico del proprietario dell'impianto dovuta alla perdita di una quota parte di potenza attiva prodotta.

Il gradiente di riduzione della potenza attiva viene impostato a 0.30 [Pn/s], ovvero leggermente al di sotto del limite della normativa di 0.33 [Pn/s]. Quello in aumento di potenza quando la tensione torna nel range di sicurezza, viene impostato a 0.05 [Pn/s] per evitare bruschi variazioni quando si è comunque vicini al 110% di  $U_n$ . Si ricorda che tutti questi valori sono modificabili dall'utente.

Al fine di validare l'algoritmo sviluppato è stata ricreata una possibile condizione reale in cui un impianto di potenza elevata (10MVA) è collegato in una lunga linea in antenna di 10km le cui impedenze sono riportate in Figura 5.8.

Resulting Values	
Nominal Current (act.)	0,285 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	2,827391 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	24,97536 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	2,563 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	1,193805 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	10,25 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	4,77522 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	28,00143 A
Earth Factor, Magnitude	0,9997863
Earth Factor, Angle	0,00570498 deg

Figura 5.8. Valori totali della linea lunga 10km

Sulla stessa sbarra è collegato un carico capacitivo, da 3MVA. Questo provoca un innalzamento della tensione sulla sbarra del generatore idroelettrico aggravato ulteriormente da un successivo setpoint esterno che richiede al generatore di aumentare la propria potenza attiva a 0.95pu. In Figura 5.9 si può notare che la tensione si innalza ulteriormente fino a raggiungere il limite imposto dalla costante  $V_{lim}$ . L'algoritmo riduce la potenza attiva del generatore secondo la rampa negativa fino a che la tensione non si riporta a un valore inferiore a  $V_{stat}$ : a quel punto il limite di potenza verrà mantenuto stabile.

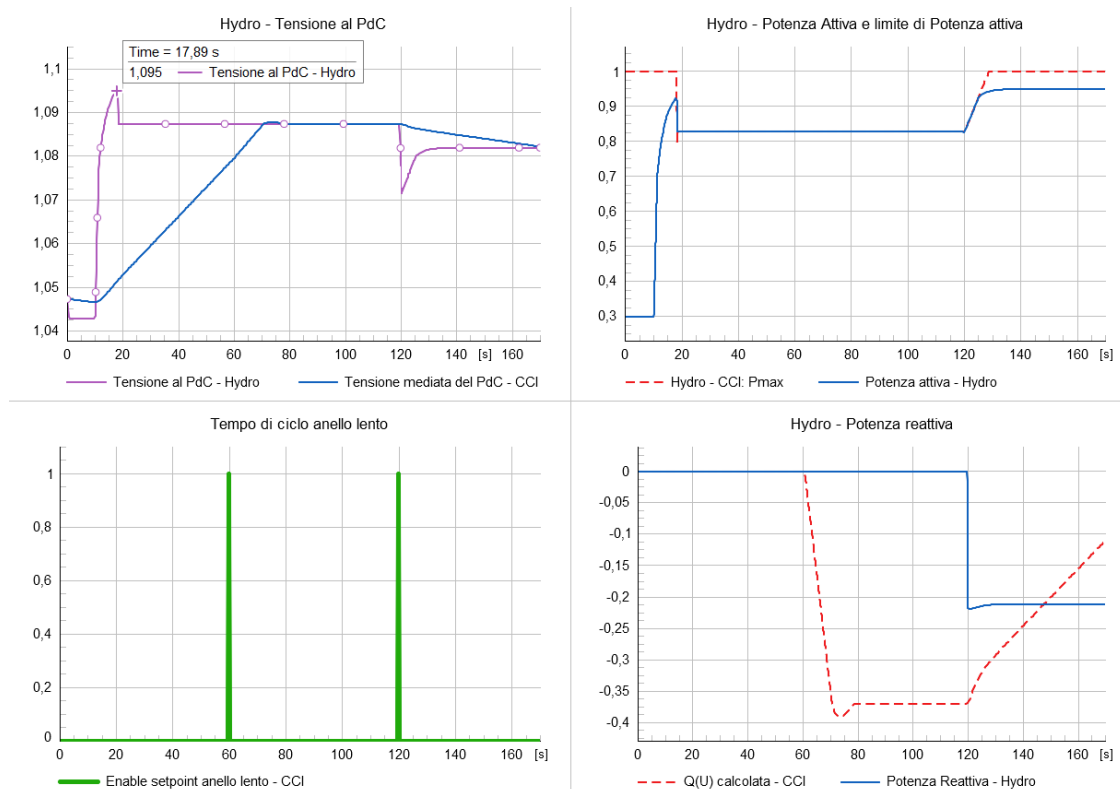


Figura 5.9. Test dell'algoritmo sviluppato per la limitazione di potenza

A  $t=40$ s il DSO richiede al generatore di attivare la modalità  $Q(V)$ . A seguito del calcolo dell'anello lento, dipendente dal tempo di ciclo, solo a  $t=120$ s il generatore inizia ad erogare una potenza reattiva di tipo induttivo, e conseguentemente la tensione si abbassa, fino a tornare al di sotto del valore di  $V_{safe}$ . A quel punto l'algoritmo aumenta nuovamente il limite di potenza e il generatore può raggiungere il setpoint di potenza attiva di 0.95pu.

Si nota come l'algoritmo sia molto veloce e quindi, nonostante un innalzamento repentino della tensione, è capace di mantenere la tensione della sbarra al di sotto del valore di  $V_{lim}$  precedentemente impostato, senza che ci siano ritardi di intervento. Si evidenzia inoltre una certa differenza tra la rampa di salita e quella di discesa della potenza, come volevasi dimostrare.

### 1.20 Limiti e problemi riscontrati sul CCI

Durante le diverse simulazioni si è riscontrato un possibile difetto riguardante il CCI. Tutte le regolazioni calcolate dall'anello lento, infatti, si basano su misure mediate sul tempo di ciclo. Se da un lato è vero che è fondamentale effettuare la media in media mobile delle misure per evitare regolazioni troppo brusche e soprattutto smorzare eventuali errori di misura o oscillazioni dovute alla dinamica della rete, dall'altro questo porta a una certa lentezza nell'intervento della regolazione della tensione. Le modalità  $\cos\phi(P)$  e  $Q(V)$  potrebbero essere di natura emergenziale o comunque vengono attivate per riportare la tensione della rete a valori più vicini a 1 pu. Basti pensare che i parametri di default della modalità  $Q(V)$  prevedono un'attivazione del setpoint di potenza reattiva quando la tensione supera già 1.08 pu per la soglia più alta, molto vicino al 110%Un, dove interverrebbe il controllo emergenziale sulla limitazione della potenza. Come è stato già dimostrato, anche considerando un tempo di ciclo di 60s, ben lontano dal massimo valore impostabile di 600s, prima che la macchina fornisca una certa quota di potenza reattiva, il CCI deve effettuare il calcolo su valori mediati, che di per sé cambiano lentamente, e soprattutto deve aspettare ogni tempo di ciclo per comandare il generatore. Inoltre, nelle simulazioni di questo elaborato si è sempre ipotizzata una rete esterna imperturbata, la presenza di carichi lineari e una produzione da parte dei fotovoltaici sempre costante e stabile. Se dunque si aggiungono le dinamiche reali della rete, si capisce che una tensione di 1.08pu può subire innalzamenti repentini che devono essere prontamente smorzati.

La CEI 0-16 mostra un esempio dell'effetto che si vorrebbe ottenere dalla regolazione  $Q(V)$  che viene riportato in Figura 5.10.

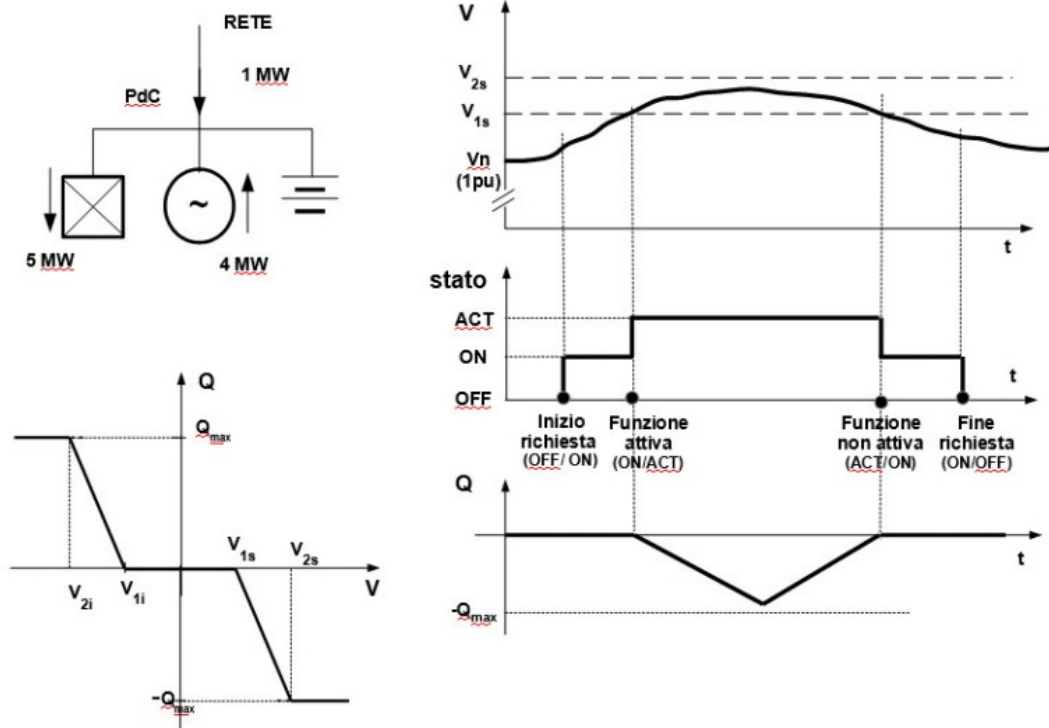


Figura 5.10. Esempio semplificato della funzione di regolazione  $Q(V)$  riportato in [45]

Si nota che gli istanti temporali presi in considerazione sono piuttosto elevati e non vengono considerati gli effetti che il controllo può avere su istanti più brevi quando si è vicini alla deadband di regolazione. L'effetto che si ottiene durante la regolazione può essere diverso da quello ipotizzato dal CEI. In Figura 5.11 infatti viene messo in evidenza che, se impostiamo un tempo di ciclo di 10s e si simula una condizione in cui viene attivata la modalità  $Q(V)$ , a causa di un frequente ricalcolo del setpoint, ci saranno delle oscillazioni frequenti sulla potenza reattiva erogata dal generatore e di conseguenza sulla tensione al PdC. Se poi ipotizziamo la partecipazione alla regolazione di più generatori sulla rete si capisce che questo effetto diventa ancora maggiore e i generatori potrebbero entrare in contrasto tra di loro regolando la rete in istanti differenti.

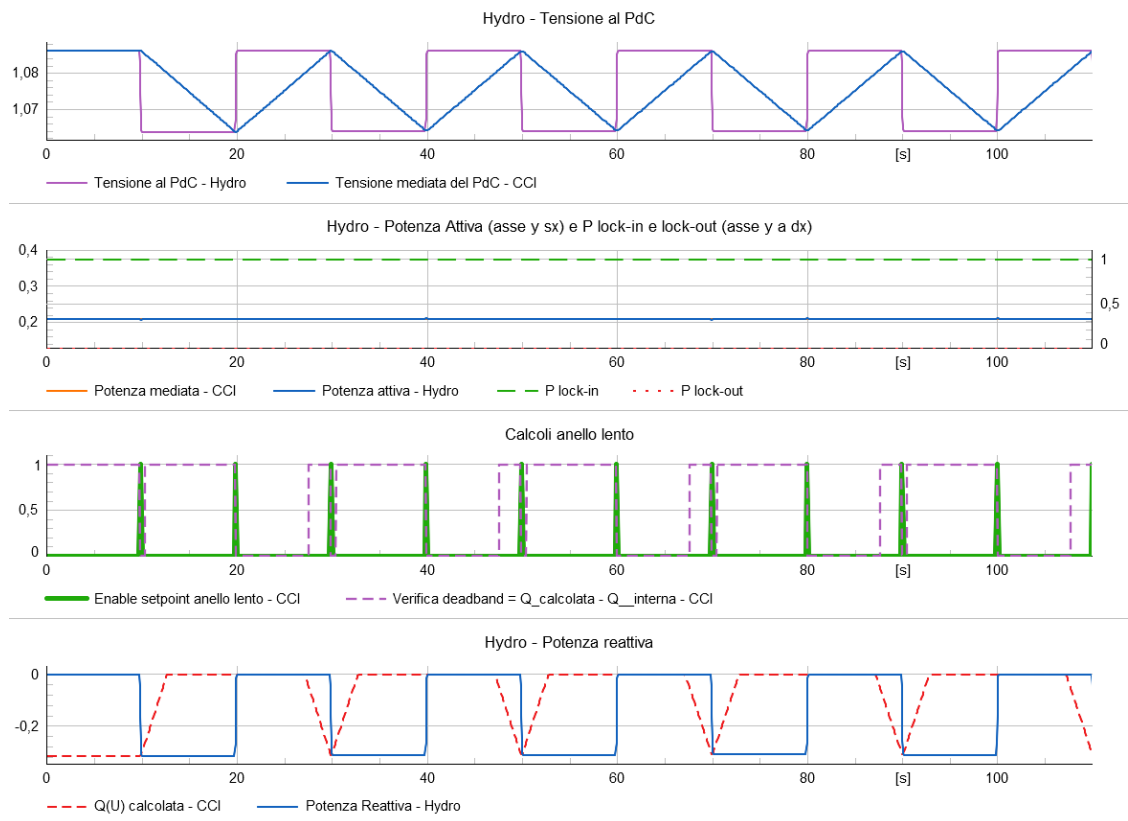


Figura 5.11. Simulazione della funzionalità  $Q(V)$  con oscillazioni problematiche

Sarebbe in primo luogo utile poter slegare il tempo di ciclo dell’anello lento dalla finestra temporale del calcolo dei valori medi di tensione e potenza, impostando dei tempi diversi. In secondo luogo, potrebbe essere utile che la regolazione a salire della potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) sia asimmetrica rispetto a quella a scendere e che il setpoint di potenza reattiva impostato venga mantenuto fino a una certa tensione di lock-out, come in Figura 5.12. Inoltre, potrebbe aiutare impostare una deadband di regolazione  $|Q_{calcolato} - Q_{sp\ interno}| \geq \delta Q$  che abiliti il nuovo punto di lavoro della macchina che sia diversa in caso di diminuzione della potenza reattiva (curva rossa), rispetto all’aumento (curva nera). In questo modo, oltre a mantenere stabile la potenza reattiva fornita fino a una certa tensione di lock-out al PdC, permettendo alla macchina di regolare la tensione fino a questa non si riporta a valori vicini a 1 pu, si potrebbe avere una regolazione più puntuale in aumento di reattivo, mentre più cautelativa in fase di diminuzione.

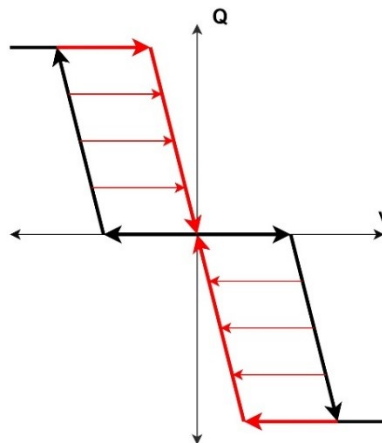


Figura 5.12. Proposta di una nuova curva di regolazione per la modalità  $Q(V)$



Un altro dubbio sollevato durante le simulazioni riguarda la gestione delle priorità. Come abbiamo detto la gestione della capability della macchina prevede che venga data priorità a un eventuale setpoint di potenza attiva rispetto a quello di potenza reattiva. Ipotizzando una condizione particolare in Figura 5.13, in cui la macchina sta fornendo una certa potenza reattiva di tipo induttivo alla rete per riportare la tensione al PdC in un range ottimale, viene simulato un setpoint di potenza al CCI su comando esterno che richiede alla macchina di aumentare la propria potenza attiva: per rispettare il limite sulla capability la macchina riduce la propria potenza reattiva mentre aumenta la propria potenza attiva. Questo porta a un innalzamento repentino della tensione al PdC in quanto gli effetti si sommano fino a che non interviene l'algoritmo per la limitazione della potenza a causa di una tensione vicina al  $110\%U_n$ . Oltre a questo problema, la macchina come riduce la propria potenza attiva, è capace di aumentare nuovamente la fornitura di reattivo portando a un'ulteriore riduzione della tensione che si riporta sotto la soglia di tensione per il riammento di potenza ( $V_{safe}$ ). L'algoritmo entra così in un loop inevitabile, come si può vedere. È chiaro che è stata ricreata una condizione molto particolare e quasi forzata, ma è utile per capire come la fornitura di potenza reattiva dovrebbe essere sempre prioritaria sulla potenza attiva almeno per quanto riguarda i setpoint esterni non provenienti dal DSO, che potrebbero comunque rimanere prioritari.

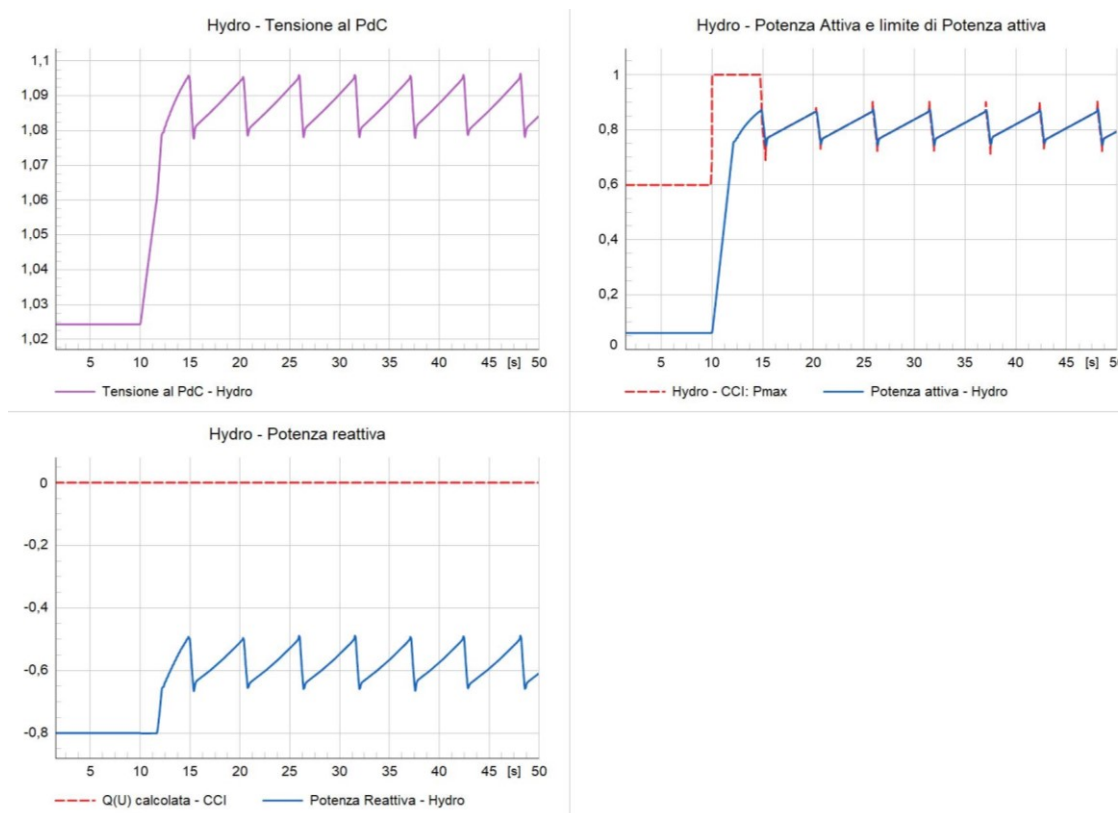


Figura 5.13. Problema riscontrato sulla gestione delle priorità



## 6. Conclusioni

In questo lavoro di tesi, svolto in collaborazione con l'azienda STE Energy Srl, si è sviluppato un Controllore Centrale d'Impianto normato dalla CEI 0-16 che diventerà obbligatorio per tutte le nuove connessioni di impianti (sia di produzione che di consumo) connessi alla rete di MT e partecipanti all'MSD e anche per gli impianti già esistenti oltre una certa potenza. Il controllore è stato studiato in tutti le sue prestazioni funzionali, sia di tipo obbligatorio che opzionali e facoltative rispettando tutto ciò che la normativa richiede in termini di qualità e prestazioni del controllo. Anche le funzionalità non normate sono state interamente idealizzate e implementate testandone il funzionamento sulla rete di benchmark della CIGRE.

Dopo aver analizzati gli ultimi sviluppi in materia di dispacciamento, integrando le novità esposte dal TIDE e le differenze tecniche col Codice di rete di Terna, si è descritta l'importanza di aprire il mercato dei servizi di dispacciamento a più utenti possibili, superando tutte quelle limitazioni ormai obsolete sulle taglie di potenza, i livelli di tensione, le tipologie di impianti e la fonte di alimentazione primaria degli stessi.

Descritto dunque il progetto pilota UVAM, si è evidenziato come questo non possa esistere senza un'infrastruttura di controllo solida basata su dispositivi sviluppati ad hoc, che permettano il monitoraggio e il controllo degli impianti di produzione distribuiti su tutti i livelli di tensione.

Dopo aver riportato i punti principali dell'Allegato O della CEI 0-16 che descrive proprio il CCI e i requisiti necessari, è stato spiegato passo per passo come questi siano stati implementati al fine di realizzare un CCI su DigSilent PowerFactory. Si è passati quindi alla fase di test&validation di tutte le funzionalità del dispositivo su una rete di benchmark in media tensione, e in secondo luogo sono stati ricreati alcuni scenari più particolari evidenziando alcune criticità che la normativa impone.

Il calcolo dell'anello lento del CCI su valori mediati sul tempo di ciclo ha evidenziato una certa lentezza di regolazione della tensione per le modalità  $\cos\phi(P)$  e  $Q(V)$ , sottolineando come potrebbe essere importante dividere il tempo di ciclo da quello della finestra temporale dei filtri a media mobile necessari per le misure mediate.

Inoltre si è mostrato come in alcuni casi il rispetto delle priorità imposte dalla normativa possano limitare regolazioni emergenziali a favore di quelle meno importanti, come la partecipazione dell'impianto all'MSD. In particolare, il raggiungimento di un setpoint esterno di potenza attiva ha una priorità maggiore rispetto a quello di fornitura di potenza reattiva, sia esso su setpoint esterno che su setpoint calcolato. Mentre il primo fa già parte di prestazioni funzionali di tipo facoltativo (PF3), il secondo fa parte di quelle opzionali (PF2), e come tali dovrebbero essere più importanti e prioritarie. Si evince come la fornitura di reattivo dovrebbe essere sempre garantita a prescindere dal setpoint di potenza attiva, almeno rispetto ai setpoint di potenza attivi richiesti ai fini della fornitura di servizi ancillari non emergenziali.

A rigor di logica, sarebbe importante che il CEI presenti almeno delle linee guida per lo sviluppo dell'algoritmo che limita la potenza attiva in funzione di valori di tensione vicini al 110% della tensione nominale, in quanto ciascun costruttore di CCI potrebbe sviluppare algoritmi personalizzati che entrano in contrasto con le altre funzionalità se non ben collaudati. In questo lavoro di tesi ne è stato sviluppato uno ad hoc che non ha riscontrato particolari problemi, ma potrebbero non essere state analizzate alcune situazioni che lo renderebbero non sufficientemente prestazionale. Nella normativa non sono stati stabiliti dei requisiti o degli algoritmi proprio per una prestazione funzionale di tipo emergenziale, a differenza delle altre di natura prettamente regolatoria le cui linee guida sono già più solide e chiare.

Anche se il lavoro principale di questo elaborato è stato quello di sviluppare il CCI, si è dato anche spazio allo sviluppo di un algoritmo dell'aggregatore, che permette ai BSP di comandare i generatori senza la necessità di un operatore fisico che comandi i generatori manualmente e singolarmente. A tal proposito, uno sviluppo futuro dell'algoritmo dell'aggregatore potrebbe essere quello di implementare un ordine di merito che tenga conto anche di eventuali sistemi di accumulo e del loro stato di carica in quanto, come si è visto proprio nel primo capitolo di questo elaborato, saranno sempre più diffusi sulla rete elettrica nazionale. Inoltre si potrebbe considerare la possibilità di utilizzare ordine di merito dinamici in funzione di altre necessità o valutazioni economiche che tengano conto dell'andamento del mercato in tempo reale.



## 7. Bibliografia

- [1] European Union, «Clean energy for all Europeans,» Lussemburgo, 2019.
- [2] Ministero dello Sviluppo Economico, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC),» Roma, Gennaio 2020.
- [3] M. Valenti e G. Graditi, «Le Smart Grid per un futuro energetico sostenibile e sicuro,» *ENEA*, Febbraio 2020.
- [4] Terna S.p.A., «La rete elettrica italiana,» <https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita/rete-elettrica-italiana>.
- [5] ACEA Energia, «Smart grid, la rivoluzione dell'energia elettrica,» <https://www.acea.it/guide/smart-grid-cosa-sono>.
- [6] Terna S.p.A., «Stato del sistema elettrico 2023,» [https://download.terna.it/terna/Terna\\_Piano\\_Sviluppo\\_2023\\_Stato\\_Sistema\\_Elettrico\\_8db254887149b77.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Stato_Sistema_Elettrico_8db254887149b77.pdf).
- [7] ARERA, «Delibera 352/2021/R/eel,» in *Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali*, 03 Agosto 2021.
- [8] ARERA, «Delibera 300/2017/R/eel,» in *Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista del TIDE*, 5 Maggio 2017.
- [9] ARERA, «Delibera 200/2020/R/eel,» in *Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza*, 03 Giugno 2020.
- [10] ARERA, «Delibera 352/2021/R/eel,» in *Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali*, 03 Agosto 2021.
- [11] ARERA, «Testo Integrato Del Dispacciamento Elettrico (TIDE) - Nota sintetica delle principali novità introdotte,» 13 Dicembre 2022.
- [12] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2015/1222,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 2015.
- [13] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2017/2195,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 2017.
- [14] ENTSO-E, «Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC),» *REGULATION (EC) No 714/2009*, 13 Luglio 2009.
- [15] ENTSO-E, «Electricity Balancing Code,» [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/), 23 November 2017.
- [16] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), «Guideline on electricity balancing,» in *Commission Regulation (EU) 2017/2195*, 23 Novembre 2017.
- [17] Ministero dell'Economia e delle Finanze, «Decreto Legislativo 79/99. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica,» *Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana*, 16 Marzo 1999.
- [18] Terna S.p.A., «Codice di Rete - Capitolo 4 - Regole per il dispacciamento».
- [19] ARERA, «Delibera n. 111/06,» in *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico*, 16 Marzo 1999.
- [20] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 5 giugno 2019.
- [21] ARERA, «TIDE - Principali novità,» in *Seminario consultazione TIDE*, Roma, 14 febbraio 2014.
- [22] ARERA, «TIDE - Schema articolato,» 13 Marzo 2023.
- [23] Terna S.p.A., «Codice di rete - Allegato A.15 - Partecipazione alla regolazione di Frequenza e Frequenza-Potenza,» Febbraio 2021.

- [24] M. Luigi, «Assemblea Cigre - Sfide del sistema elettrico,» 04 Dicembre 2019.
- [25] Terna S.p.A., «Progetto pilota Riserva ultra-rapida,» 2019.
- [26] Terna S.p.A., «Codice di Rete - Allegato A.10 - Partecipazione alla regolazione di Tensione,» Maggio 2000.
- [27] Terna S.p.A., «Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI),» Agosto 2014.
- [28] C. Stagnaro, «Sul prezzo dell'energia elettrica vanno riviste le regole,» *Lavoce*, 25 Gennaio 2022.
- [29] C. Stagnaro e S. Benedettini, «Energia: i costi del “disaccoppiamento”,» *Lavoce*, 29 Giugno 2023.
- [30] GME, «Esiti Mercato Elettrico,» <https://www.mercatoelettrico.org/it/>.
- [31] Tradingeconomics, «Natural gas Price,» <https://tradingeconomics.com/commodity/natural-gas>.
- [32] GME, «Spot Electricity Market (MPE) - MGP, MI, MPEG, MSD,» <https://www.mercatoelettrico.org/en/mercati/mercatoelettrico/mpe.aspx>.
- [33] ARERA, «Seminario di consultazione TIDE,» Roma, 2023.
- [34] L. Serafini, «Energia, entro il 2030 in Italia il 90% sarà da fonti rinnovabili,» *Il Sole 24 Ore*, 4 Luglio 2018.
- [35] «Rapporto annuale dell'ARERA in materia di monitoraggio di mercati elettrici a pronti, a termine e MSD,» 17 Dicembre 2015.
- [36] Terna S.p.A., «Ruolo Terna - INSIGHT,» <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/insight>.
- [37] Terna S.p.A., «Piano di Sviluppo 2023,» [https://download.terna.it/terna/Terna\\_Piano\\_Sviluppo\\_2023\\_Stato\\_Sistema\\_Elettrico\\_8db254887149b77.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Stato_Sistema_Elettrico_8db254887149b77.pdf).
- [38] Terna S.p.A., «Le cinque cose da sapere quando si parla di UVAM,» <https://lightbox.terna.it/it/insight/progetti-pilota-uvam>, 01 Giugno 2022.
- [39] Terna S.p.A., «Progetto Pilota UVAM - Documenti di consultazione,» 23 Marzo 2023.
- [40] Terna S.p.A., «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato per il servizio di dispacciamento - Regolamento MSD UVAM,» 26 Febbraio 2021.
- [41] Terna S.p.A., «Codice di Rete - Allegato 2 - Requisiti minimi tecnici delle apparecchiature per la rilevazione e comunicazione delle misure e per la gestione degli ordini di dispacciamento».
- [42] V. Chiesa e D. Chiaroni, «Affare assegnato n. 397 sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti,» Milano, 24 Giugno 2020.
- [43] Terna S.p.A., «Codice di rete - Allegato A.6 - Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo,» Luglio 2022.
- [44] Comitato Elettrotecnico Italiano, «CEI 0-16 - Allegato O,» Marzo 2022.
- [45] Comitato Elettrotecnico Italiano, «CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici dell'energia,» Marzo 2022.
- [46] DIgSILENT, «PowerFactory Applications,» <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [47] CIGRE, «Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» Aprile 2014.
- [48] DIgSILENT, «Overview of Technical References for Models».
- [49] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2016/631,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 14 Aprile 2016.
- [50] R. Benato, *Lezioni di sistemi elettrici per l'energia*, Padova, 2021.
- [51] Terna S.p.A., «Il rapporto con gli operatori di settore,» <https://www.terna.it/it/sostenibilita/business-responsabile/rapporto-operatori-settore>.
- [52] International Renewable Energy Agency, «Demand-side flexibility for power sector transformation,» <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/Demand-side-flexibility-for-power-sector-transformation>, Dicembre 2019.

- [53] E-Distribuzione, «Regolamento di esercizio per il funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica di proprietà dell'utente attivo in parallelo con la rete MT del Gestore di Rete di Distribuzione,»  
[https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/produttori/delibera-540-2021/Regolamento\\_di\\_esercizio\\_Del\\_540.docx](https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/produttori/delibera-540-2021/Regolamento_di_esercizio_Del_540.docx).